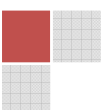
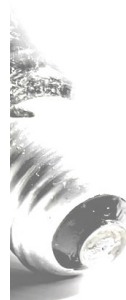


erior de
do Porto

ca – Sistemas

io do
nómico
cultural

Nº 1081491



Mário Rui Santos Dias

Modelização do despacho económico de Gás Natural

Dissertação submetida ao Instituto Superior de Engenharia do Porto
para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica –
Sistemas Elétricos de Energia

**Orientadora: Professora Doutora Teresa Alexandra
Ferreira Mourão Pinto Nogueira**

Porto, Julho de 2013

Dedicatória

Dedico este trabalho às pessoas mais importantes da minha vida
Pelo que me ensinaram e transmitiram
Pelo apoio incondicional e incessante
Pelo que sou

Aos meus pais e ao meu irmão
À minha família
Aos meus amigos

Em especial aos meus avós que se estivessem connosco teriam muito orgulho
nesta minha conquista

Resumo

Com as variações e instabilidade dos preços do petróleo, assim como as políticas europeias para adoção de estratégias para o desenvolvimento sustentável, têm levado à procura de forma crescente de novas tecnologias e fontes de energia alternativas. Neste contexto, tem-se assistido a políticas energéticas que estimulam o aumento da produção e a utilização do gás natural, visto que é considerado uma fonte de energia limpa. O crescimento do mercado do gás natural implica um reforço significativo das redes de transporte deste combustível, quer ao nível do armazenamento e fornecimento, quer ao nível dos gasodutos e da sua gestão. O investimento em gasodutos de transporte implica grandes investimentos, que poderiam não ser remunerados da forma esperada, sendo um dos motivos para que exista em Portugal cinco distritos se veem privados deste tipo de infraestruturas. O transporte de gás natural acarreta custos elevados para os consumidores, tanto maiores quanto maior forem as quantidades de gás transacionadas e quanto maior for o percurso pelo gás natural percorrido. Assim assume especial importância a realização de um despacho de gás natural: quais as cargas que cada unidade de fornecimento de gás irá alimentar, qual a quantidade de gás natural que cada UFGs deve injetar na rede, qual o menor percurso possível para o fazer, o tipo de transporte que será utilizado?

Estas questões são abordadas na presente dissertação, por forma a minimizar a função custo de transporte, diminuindo assim as perdas na rede de alta pressão e os custos de transporte que serão suportados pelos consumidores.

A rede de testes adotada foi a rede nacional de transporte, constituída por 18 nós de consumos, e os tipos de transporte considerados, foram o transporte por gasoduto físico e o transporte através de gasoduto virtual – rotas de transporte rodoviário de gás natural liquefeito. Foram criados diversos cenários, baseados em períodos de inverno e verão, os diferentes cenários abrangeram

de forma distinta as variáveis de forma a analisar os impactos que estas variáveis teriam no custo relativo ao transporte de gás natural.

Para dar suporte ao modelo de despacho económico, foi desenvolvida uma aplicação computacional – Despacho_GN com o objetivo de despachar as quantidades de gás natural que cada UFG deveria injetar na rede, assim como apresentar os custos acumulados relativos ao transporte. Com o apoio desta aplicação foram testados diversos cenários, sendo apresentados os respetivos resultados.

A metodologia elaborada para a criação de um despacho através da aplicação “Despacho_GN” demonstrou ser eficiente na obtenção das soluções, mostrando ser suficientemente rápida para realizar as simulações em poucos segundos. A dissertação proporciona uma contribuição para a exploração de problemas relacionados com o despacho de gás natural, e sugere perspetivas futuras de investigação e desenvolvimento.

Abstract

With variations and instability of oil prices, as well as European policies to adopt strategies for sustainable development, that led to an increasing demand for new technologies and alternative energy sources. In this context, we have witnessed the appearance of energy policies that encourage production increase and use of natural gas, since it is considered a clean energy source. The growth of the natural gas market involves a significant reinforcement of the transmission of this fuel, both in terms of storage and supply, both in terms of pipelines and their management. The investment in transport pipelines will require significant expense, which could not be paid as expected, becoming one of the reasons why in Portugal, there are five districts without this type of infrastructure. The natural gas transport leads to high costs for consumers greater, the larger the gas quantities traded, the greater the path traversed by the gas. Therefore, it is particularly important to carry out an order of natural gas: which loads that each unit of gas supply will feed. How much gas each UFGs should inject in the network, which the shortest way possible to make, the type of transportation to be used? These issues are addressed in this dissertation, in order to minimize the cost function of transport, and therefore reducing network losses and high pressure transportation costs that will be borne by consumers. The network test used was the national transport network, consisting of 18 consumption nodes, and the considered transport types were the physical pipeline transport and transport via virtual pipeline - routes of trucking liquefied natural gas. There were created various situations, based on periods of winter and summer, the different situations approached differently variables, in order to analyze the impact that these variables have on the cost of the natural gas transportation. To support the economic dispatch model, we developed a computer application - Despacho_GN, in order to dispatch the quantities of natural gas each UFG should inject in the network, as well as presenting the accumulated costs for the transport. With the support of this application, several situations were tested, providing the respective results.

The methodology developed for the creation of an order by applying "Despacho_GN" proved to be efficient in obtaining the solutions, showing it to be fast enough to perform the simulations in a few seconds. The dissertation provides a contribution to the exploration of issues related to the order of natural gas, and suggests future prospects of research and development.

Agradecimentos

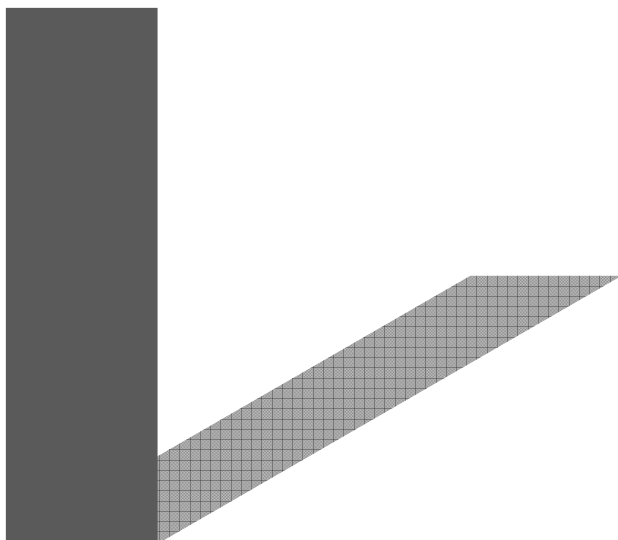
Os meus primeiros agradecimentos vão para a Professora Teresa Nogueira, minha orientadora da dissertação de mestrado, a quem quero agradecer todo o apoio, toda a disponibilidade, toda a atenção dispensada assim como toda a confiança que demonstrou neste trabalho, o que resultou numa forte orientação para o meu rumo.

Não posso deixar de agradecer aos meus amigos, em especial à Raquel Martins, Vânia Braga, Ana Mandim, Rui Valente e Rita Coelho pelas palavras de conforto e incentivo que me ajudaram nos momentos mais difíceis.

À minha família, que me faz sentir tão feliz por fazer parte dela, especialmente aos meus pais por todo o apoio, toda a confiança, preocupação e palavras de incentivo que recebia diariamente. Um agradecimento muito especial ao meu irmão Ricardo Dias pelas horas despendidas ao meu lado e pelas pequenas chamadas de atenção que me ia fazendo ao longo do trabalho.

Finalmente, quero agradecer a todos aqueles que de uma forma direta ou indireta contribuíram para a realização desta dissertação de mestrado e me ajudaram a conquistar mais um objetivo e desafio na vida.

A todos estes o meu sincero muito obrigado!



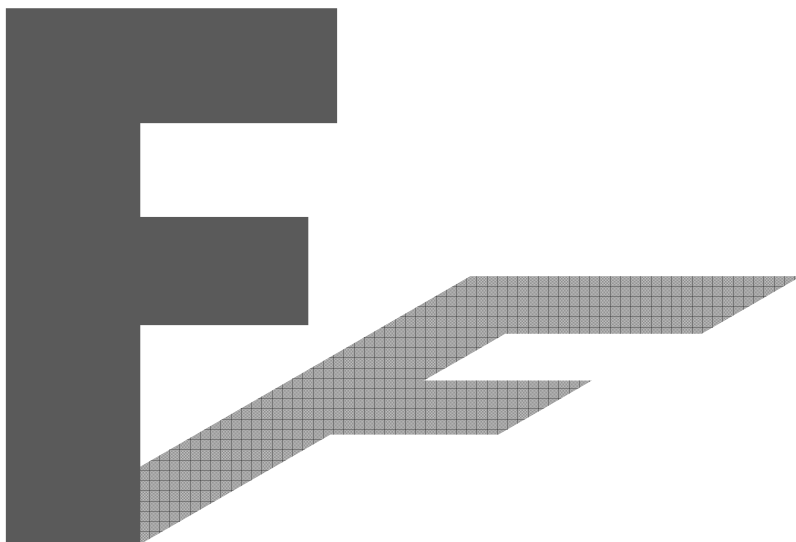
Índice:

Conteúdo

1. Introdução	3
1.1 Enquadramento e motivação	3
1.2 Necessidade de realização de um despacho económico de Gás Natural	7
1.3 Objetivos	9
1.4 Organização da Dissertação	9
2. Indústria do gás natural	15
2.1 Enquadramento.....	15
2.2 Características do Gás Natural	18
2.2 Formação do Gás Natural	20
2.3 Atividades Inerentes à Indústria de GN.....	23
2.3.1 Exploração e Completação.....	25
2.3.2 Extração ou Elevação.....	30

2.3.3	Processamento / Tratamento dos Fluidos	33
2.3.4	Abastecimento e Importação	35
2.3.4.1	Terminal de GNL Sines	37
2.3.4.2	Armazenamento subterrâneo de GN no Carriço	40
2.3.5	Transporte	42
2.3.6	Distribuição	44
2.3.7	Comercialização	46
2.4	Gestão Técnica Global do SNGN	47
2.5	Modelos de Mercado na Europa	49
2.6	Considerações Finais.....	50
3.	Sistema Português de Gás Natural	55
3.1	Rede de Transporte de Gás Natural em Portugal	55
3.2	Definição da Matriz de Distâncias	57
3.3	Evolução da Procura	63
3.4	Criação de cenários de consumo de GN.....	65
3.4.1	Tratamento dos dados relativos aos Clientes do tipo ME.....	67
3.4.1.1	Período de Verão	67
3.4.1.2	Período de Inverno	68
3.4.2	Tratamento dos dados relativos aos Clientes do tipo AP	70
3.4.2.1	Período de Verão	70
3.4.2.2	Período de Inverno	71
3.4.3	Tratamento dos dados relativos aos Clientes do tipo RND	72
3.4.3.1	Período de Verão	72
3.4.3.2	Período de Inverno	73
3.4.4	Resumo dos cenários criados.....	75
3.5	Preparação dos Dados relativos aos Custos	75
3.6	Custos de Transporte em Gasoduto Físico.....	76

3.6.1	Custo de Aquisição do Gás Natural.....	76
3.6.2	Custo de transporte em Gasoduto Físico	79
3.7	Custos de Transporte em Gasoduto Virtual	80
3.8	Considerações finais	82
4.	Modelização do despacho económico de Gás Natural.....	85
4.1	Definição do Problema	85
4.2	Atuação nas parcelas relativas aos preços	86
4.3	Construção da aplicação de apoio “Despacho_GN”	89
4.4	Instruções para utilização da aplicação.....	97
5.	Testes e Análise dos Resultados Computacionais	103
5.1	Introdução	103
5.2	Rede de Teste.....	104
5.3	Resultados Computacionais.....	105
5.3.1	Cenário Período de Verão / Semanal.....	105
5.3.2	Cenário Período de Verão / Fim-de-Semana	109
5.3.3	Cenário Período de Inverno / Semanal.....	112
5.3.4	Cenário Período de Inverno / Fins-de-Semana	115
5.4	Impactos da variação dos custos fixos de transporte.....	119
5.4.1	Variável β igual a α	119
5.4.2	Descida da variável α	121
5.4.1	Subida da variável α e β	124
5.5	Considerações Finais.....	127
6.	Conclusões	131
6.1	Análise Conclusiva	131
6.2	Contribuições	133
6.3	Limitações e Perspetivas Futuras	134
	Referencias	139



Índice de Figuras:

Figura 1.1 - Organização da dissertação	10
Figura 2.1 - Formação de Gás Natural.....	21
Figura 2.2 - Estratificação típica nas áreas produtoras do Mar do Norte	22
Figura 2.3 - Cadeia do Gás Natural.....	24
Figura 2.4 - Consumo de GN por Região.....	25
Figura 2.5 - Distribuição das reservas de Gás Natural.....	26
Figura 2.6 - Perfuração unidirecional	27
Figura 2.7 - Perfuração Multidirecional.....	27
Figura 2.8 - Tipos de completação	28
Figura 2.9 - Esquema por zonas completadas	29
Figura 2.10 - Bombeio mecânico.....	31
Figura 2.11 - Esquema Gás-Lift contínuo.....	32
Figura 2.12 - Bombeio Centrífugo submerso.....	33
Figura 2.13 - Separação trifásica	34

Figura 2.14 - Movimentos de gás natural em 2011	36
Figura 2.15 - Descarga dos metaneiros	38
Figura 2.16 - Tanques de Armazenamento	39
Figura 2.17 - Posição geográfica do Carriço	40
Figura 2.18 - Armazenamento subterrâneo Carriço	41
Figura 2.19 - Rede primária de transporte de GN	43
Figura 2.20 - Concessionárias de Gás Natural.....	45
Figura 2.21 - Calendário de liberalização do setor de GN.....	47
Figura 3.1 - Rede de Transporte de GN.....	57
Figura 3.2 - Rede nacional de transporte de GN.....	58
Figura 3.3 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros	77
Figura 3.4 - Evolução da cotação EUR/USD.....	78
Figura 3.5 - Evolução dos custos unitários de GN - referencial dos contratos ToP.....	78
Figura 4.1 – Equação Custo do Transporte	88
Figura 4.2 - Fluxograma aplicação MatLab	94
Figura 4.3 - Interface da Aplicação.....	96
Figura 4.4 - Inputs Excel	97
Figura 4.5 - Resultados Despacho_GN.....	98
Figura 4.6 - Outputs Excel.....	99
Figura 5.1 - Fornecimento de GN por dia	107
Figura 5.2 - Custos de transporte por dia	107
Figura 5.3 - Fornecimento de GN por dia	110
Figura 5.4 - Custos de transporte por dia	111
Figura 5.5 Fornecimento de GN por dia	113
Figura 5.6 - Custos de transporte de GN por dia.....	114
Figura 5.7 - Fornecimento de GN por dia	117
Figura 5.8 - Custos de transporte por dia	117
Figura 5.9 - Custo transporte cenário 3.....	123
Figura 5.10 - Custo transporte com descida de α	123
Figura 5.11- Custo transporte cenário 3.....	125
Figura 5.12 - Custo transporte com subida de α e β	126



Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Contratos de Aquisição de GN	17
Tabela 2.2 - Constituição do GN	19
Tabela 3.1 - Dados da rede de transporte de GN	59
Tabela 3.2 - Dados dos Ramais de alta pressão.....	59
Tabela 3.3 - Continuação dos dados dos Ramais de alta pressão	60
Tabela 3.4 - Matriz das distâncias da rede.....	62
Tabela 3.5 - Evolução do Consumo de GN.....	64
Tabela 3.6 - Clientes do tipo AP	65
Tabela 3.7 - Clientes do tipo ME	66
Tabela 3.8 - Consumo de GN pelos ME.....	69
Tabela 3.9 - Consumo de GN pelos clientes AP	72
Tabela 3.10 - Consumo de GN por clientes RND.....	74
Tabela 3.11 - Consumos de GN Agregados.....	75
Tabela 3.12 - Preço médio de fornecimento de GN por distribuidor.....	79

Tabela 3.13 - Preço médio de fornecimento de GN por distribuidor (Erse, 2003)	81
Tabela 5.1 - Cenários de Consumo.....	105
Tabela 5.2 - Fornecimento de GN por hora.....	106
Tabela 5.3 - Custos de transporte por hora.....	106
Tabela 5.4 - Fornecimento de GN por dia	106
Tabela 5.5 - Custos de Transporte por dia	107
Tabela 5.6 - Fornecimento de GN por hora.....	109
Tabela 5.7 - Custos transporte por hora.....	109
Tabela 5.8 - Fornecimento de GN por dia	110
Tabela 5.9 - Custos transporte por dia	110
Tabela 5.10 - Fornecimento de GN por hora.....	112
Tabela 5.11 - Custos de transporte por hora.....	112
Tabela 5.12 - Fornecimento de GN por dia	113
Tabela 5.13 - Custos de transporte por dia	113
Tabela 5.14 - Fornecimento de GN por hora.....	116
Tabela 5.15 - Custos de transporte por hora.....	116
Tabela 5.16 - Fornecimento de GN por dia	116
Tabela 5.17 - Custos de transporte por dia	117
Tabela 5.18 - Custos transporte por dia cenário 3, sem alteração	120
Tabela 5.19 - Custos transporte por dia, com alteração.....	120
Tabela 5.20 - Custos cenário 3	122
Tabela 5.21 - Custos com descida de α	122
Tabela 5.22 - Custos transporte do cenário 3	125
Tabela 5.23 - Custo transporte com subida de α e β	125



Glossário

AP	Clientes em alta pressão
C.C.C Lares	Central de ciclo combinado de Lares
C.C.C Pego	Central de ciclo combinado do Pego
C.C.C Térmica	Central térmica de ciclo combinado
C.T. Carregado	Central termoelétrica do Carregado
C.T. Tapada	Central térmica da Tapada
Cog. Carriço	Cogeração do Carriço
DN	Diametre nominal
ERSE	Entidade reguladora dos serviços energéticos
EU	União Europeia
GN	Gás natural
GNL	Gás natural liquefeito

ME	Mercado elétrico
NLG	Nigéria
OPEP	Organização dos países exportadores de petróleo
Ref. Sines	Refinaria de Sines
RND	Rede nacional de distribuição
RNTGN	Rede nacional de transporte de gás natural
RNTIAT	Rede nacional de transporte, Infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL.
TOP	Take or pay
UAGs	Unidade autónomas de gás
UFGs	Unidades de fornecimento de gás
USD	United States dólar



Introdução

1. Introdução

1.1 Enquadramento e motivação

Quando se descobriu o petróleo, este entrou em rápida expansão até que se tornar no grande abastecedor de energia do mundo devido ao seu preço reduzido e às suas características, entre estas o seu enorme poder calorífico. Sendo os países do médio oriente os grandes detentores da produção de petróleo, surtem assim uma forte influência sobre a energia do planeta. Sempre existiu um uso e abuso por esta forma de energia até que em Outubro de 1973, dá-se o primeiro choque petrolífero com o rebentar da guerra Israelo-Árabe, e o preço praticado pela OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) disparou dos 11 para os 30 dólares (Clube Invest, 2013).

Na atualidade vive-se um ambiente de pressão contínua sobre os preços do petróleo, principal fonte primária de energia utilizada no mundo, cujas reservas conhecidas se preveem esgotadas dentro de algumas décadas. Este facto, bem como a orientação política e social no sentido da preferência por energias alternativas e limpas, têm sido os fatores impulsionadores do desenvolvimento do mercado do gás natural. De facto, as políticas correntes de desenvolvimento sustentado adotam como medidas, entre outras, a diversificação das fontes de energia e a produção de energia limpa, de modo a concretizar o Protocolo de Quioto relativamente às emissões atmosféricas.

Para além do Protocolo de Quioto, o pacote de medidas que a Comissão Europeia apresentou a 10 de Janeiro de 2007, associado ao Plano de Ação sobre Eficiência Energética tem impactos muito significantes no sector energético, plano este que pretende cumprir também o objetivo de reduzir a emissão de gases com efeito estufa em 30% no quadro de um acordo global; e em pelo menos 20% para a UE até 2020, tendo como referência o ano de 1990, com vista a limitar o aumento da temperatura da Terra a 2°C (Dgeg, 2013e). Todas estas políticas assim como a necessidade crescente de energia leva a que exista cada vez mais uma procura de energias alternativas que sejam um novo modelo de produção de energia saudável para o meio

ambiente, o Gás Natural enquadra-se no descritivo anterior uma vez que é considerado uma energia limpa, pois resultam muitíssimas menores emissões de CO₂ quando comparado ao petróleo ou carvão.

A utilização do gás natural como fonte alternativa de energia tem-se generalizado. A expansão do consumo de gás natural e as alterações tecnológicas e económicas que lhe estão associadas têm contribuído para que a indústria do GN seja, atualmente, a parcela do sistema energético com maiores oportunidades e desafios, tanto a nível nacional como europeu (IEA, 2011).

Um aspeto determinante a ter em consideração é a capacidade de produção de gás natural. As atuais técnicas de prospeção comprovam a existência de um número significativo de poços de GN, garantindo o seu fornecimento nas próximas décadas.

Esta constatação, combinada com o estímulo político, tem levado ao aumento do número de pontos de extração de gás, dispersos por todo o mundo, gerando uma disponibilidade deste recurso maior do que a proporcionada pelas reservas de petróleo (Nogueira, 2007).

A decisão de introduzir gás natural em Portugal em 1997 visava dar ao país o acesso a uma nova fonte de energia competitiva, cómoda e limpa. Simultaneamente, criou um projeto estruturante da economia portuguesa e diversificador do abastecimento de hidrocarbonetos. Em resumo, o país passou a poder aumentar a competitividade da sua indústria, principalmente a de maior intensidade energética, a facilitar o desenvolvimento social e o bem-estar das populações e a melhorar a segurança do abastecimento energético. Todos estes aspetos de política económica e energética foram reconhecidos pela União Europeia, que apoiou o projeto com subsídios ao investimento a fundo perdido e com empréstimos bonificados do Banco Europeu de Investimento (BEI), (Erse, 2007).

Até ao presente, a fluidez de GN tem sido garantida através do estabelecimento de contratos de longo prazo entre as economias produtoras e consumidoras (contratos do tipo *take-or-pay*), que assegura aos consumidores o abastecimento a longo prazo. A problemática da garantia de abastecimento de gás natural está na ordem do dia, principalmente nos países em que a

procura cresce, nalguns casos exponencialmente, e que não dispõem de recursos energéticos próprios (ou em quantidades suficientes), para satisfazer as necessidades energéticas dos respetivos mercados nacionais. Esta é, aliás, a situação atual da maioria dos países da União Europeia (Nogueira, 2007).

Com a adoção da Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva 98/30/CE, foram introduzidas alterações estruturais necessárias no quadro regulamentar, tendo como objetivo superar os obstáculos que restavam, acelerar a realização do mercado interno do gás, aprofundar a separação das atividades (*unbundling*) e antecipar a liberalização do sector, abrindo progressivamente, os mercados nacionais de gás à concorrência e reforçando a segurança do abastecimento, a regulação, a proteção dos consumidores, a proteção do ambiente e a competitividade industrial (Dgeg, 2013b).

Devido à difícil interligação de Portugal e Espanha aos gasodutos da rede europeia, existe um condicionalismo físico que limita seriamente a integração do mercado Ibérico no mercado europeu, não só pelo difícil acesso às infraestruturas, como pela restrição na escolha de fornecedores de GN. Este obstáculo estrutural à diversificação das fontes de gás tem sido contornado através do investimento de Portugal e Espanha em instalações de armazenamento de gás natural liquefeito (GNL) (Nogueira, 2007).

Após a receção do GN em território nacional este é transportado até às cargas ou armazenado sobre a forma de GNL de modo a se poder fazer a sua gestão técnica e elaborar o despacho do mesmo tendo em conta o equilíbrio entre a oferta e a procura, e a minimização dos custos relativos ao transporte. Uma vez que a rede nacional de transporte de GN encontra-se menos desenvolvida que a rede elétrica, existem ainda distritos do país sem acesso à rede de gasodutos de transporte, sendo garantido o abastecimento destes distritos por camião sistema denominado “gasoduto virtual”. Uma vez que este tipo de transporte acarreta ainda mais custos para o consumidor (se não se considerar os elevados custos de investimento quando se fala em gasodutos físicos) torna-se ainda mais crucial uma boa gestão técnica e um despacho ótimo de modo a

garantir a qualidade, segurança e continuidade de serviço tendo sempre em conta a vertente económica.

O estabelecimento de um setor energético sustentável não se pode limitar às reservas de combustíveis fósseis, antes deve procurar o desenvolvimento de novas formas de energia mais eficientes e apostar na sua comercialização. Este aspecto da segurança do abastecimento, o fomento do desenvolvimento sustentável e a promoção da competitividade são atualmente os pilares das orientações político-energéticas delineadas para o mercado do gás natural.

Neste trabalho são apresentados e descritos as características da indústria do gás natural assim como são discriminadas e explicadas as diversas fases dos processos de extração, tratamento, transporte e distribuição do gás natural até chegar às cargas. Relativamente ao caso de estudo, este consiste na modelização de um modelo matemático para a realização de um despacho económico. No modelo desenvolvido para a criação do despacho económico no sistema de Gás Natural são tidas em linha de conta duas formas distintas de transporte. Uma sendo através de gasoduto físico, ou seja, através do transporte de GN no seu estado gasoso através de gasoduto e a outra forma de transporte através de gasoduto virtual, ou seja, através de camiões cisterna apropriado de forma a fazer chegar o GNL até zonas geográficas do país que não se vêm servidos por um sistema de transporte de GN através de gasoduto físico.

O modelo desenvolvido tem como objetivo, satisfazer as necessidades de GN existente nos 18 distritos portugueses ao mais baixo custo, isto será conseguido através da seleção dos percursos mais curtos de entre vários percursos possíveis de forma a diminuir os custos relativos ao transporte e dessa forma reduzir os custos para o consumidor final. Para além da escolha dos melhores percursos para satisfazer os diversos distritos, também é escolhida de entre as diversas UFGs disponíveis no país qual a melhor para injetar o GN na rede de modo a reduzir distâncias, tendo em linha de conta também os custos associados aos procedimentos como regaseificação, armazenamento, injeção, entre outros.

O modelo desenvolvido será testado em quatro tipos diferentes de cenários, nomeadamente: em horário semanal e de fim-de-semana em período de verão e em horário semanal e de fim-de-semana em período de inverno.

Os cenários foram criados através da decomposição por tipo de consumidor dos consumos anuais verificados no ano de 2011, de acordo com a proporção de consumos verificado em anos anteriores e aplicado ao ano em estudo, para além da proporção já referida, foram também criadas suposições e condições para a criação destes cenários que serão descritos e explicados posteriormente no capítulo 3 criado para o efeito.

De forma a garantir um suporte à metodologia e modelo apresentado, será criado um simulador em *MatLab* que irá fazer a recolha automática de diferentes cenários através da extração de dados de uma folha *Excel* onde o utilizador poderá introduzir os cenários pretendidos. Os dados serão tratados no *MatLab* de forma a calcular os percursos que minimizem os custos, respeitando as restrições da rede e garantindo que a oferta iguale a procura e não existe ininterruptibilidade do serviço. Todos os procedimentos efetuados para a criação desta aplicação informática, assim como das restrições tomadas em conta e dos algoritmos criados para o efeito serão apresentados posteriormente no capítulo 4 criado para o efeito.

1.2 Necessidade de realização de um despacho económico de Gás Natural

Assim como no mercado de energia elétrica, também no mercado de Gás Natural existe uma parcela do preço que resulta de uma tarifa pelo transporte, um ponto fulcral para a sua minimização é o seu despacho económico otimizado.

O despacho económico de energia é sempre um ponto crítico para as entidades gestoras de sistema, uma vez que estas têm de assegurar o abastecimento das cargas de forma eficiente e otimizada, tendo em conta as restrições da rede de transporte, restrições técnicas e o equilíbrio constante entre a oferta e a procura.

Por esse motivo existem diariamente equipas de investigação que trabalham para o desenvolvimento e a criação de problemas de otimização, ferramentas como *software* para o apoio à decisão e gestão, de modo a garantir melhores níveis de eficiência do serviço prestado e ao mesmo tempo, se este caso for

aplicável, aumentar o nível de competitividade face à concorrência o que resultará em maiores lucros.

Pequenos aumentos de preços verificáveis neste tipo de fonte energética (GN) causariam enormes impactos tanto ao nível do preço de energia elétrica como no aumento do preço dos produtos que as indústrias estariam a produzir com recurso a esta fonte de energia.

Por esse motivo o fornecimento de Gás Natural, tem uma complexidade acrescida pois para que este fornecimento seja efetuado ao menor custo possível, existe a necessidade de calcular percursos até se chegar à carga, a fim de se minimizar as perdas e distâncias entre pontos, (caso contrário resultaria em aumento dos custos), mas também garantir que existem reservas suficientes ou capacidade para alimentar a solicitação de energia por parte das cargas.

Ao contrário da rede elétrica de transporte, em que a energia flui em percursos físicos bem delineados (as linhas), no caso do Gás Natural isto nem sempre se verifica, uma vez que a rede de transporte nacional por gasoduto se encontra muito menos emalhada comparativamente à rede elétrica e existem locais onde os gasodutos não se fazem chegar.

Existem ainda 5 distritos em Portugal que não possuem rede de transporte de GN, no entanto o seu abastecimento é garantido através de camião específico, ou seja, “gasoduto virtual” que levará GNL até às UAGs e estas depois distribuirão o gás numa rede de distribuição local.

O transporte virtual constitui mais uma restrição e um problema a ter em conta no despacho de GN para além do transporte físico por gasoduto, uma vez que os custos associados ao transporte por gasoduto virtual se tornam mais dispendiosos para os consumidores, é vital encontrar traçados para o percurso com o fim de se minimizar os custos associados.

Este é o desafio e o problema para o qual o presente trabalho pretende contribuir, propondo um modelo matemático que simule o funcionamento real do sistema de Gás Natural na rede de transporte, a modelização do despacho e a implementação de uma aplicação informática para o apoio ao modelo desenvolvido.

1.3 Objetivos

Para ser garantido o despacho económico do sistema de Gás Natural é necessária uma gestão técnica global eficiente e otimizada, de modo a assegurar a coordenação operacional das infraestruturas de abastecimento e transporte, assim como a monitorização do equilíbrio oferta/procura em diferentes situações.

O caso de estudo contido neste trabalho, “Modelização do Despacho Económico no Sistema de Gás Natural”, exige assim, o desenvolvimento de um modelo matemático que simule o funcionamento real do sistema de Gás Natural, e como tal, sujeito a um conjunto de restrições e especificações técnicas e operacionais do sistema de Gás Natural.

Para além dos objetivos descritos anteriormente, são também objetivos específicos os seguintes:

- Caraterização das fontes de abastecimento do sistema de gás natural, em países produtores e em países importadores do combustível;
- Identificação e quantificação dos custos envolvidos no transporte de gás natural, tanto em gasoduto físico como em gasoduto virtual;
- Caraterização agregada das cargas de gás natural;
- Desenvolvimento e implementação de uma aplicação informática para o apoio ao modelo desenvolvido;
- Simulação de diferentes cenários de funcionamento.

1.4 Organização da Dissertação

A presente dissertação foi organizada em seis capítulos, a sua estrutura está descrita esquematicamente na figura 1.1.

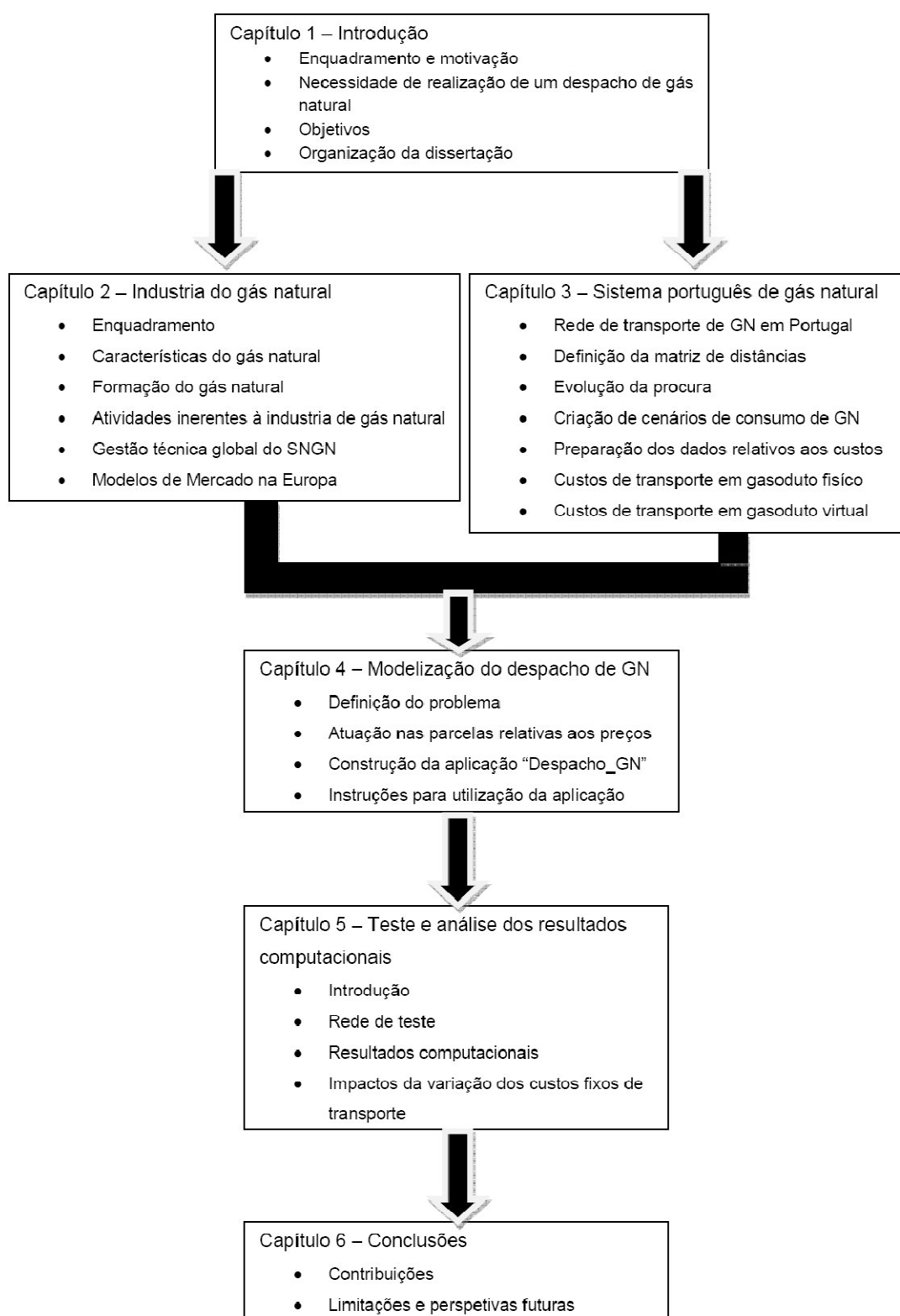


Figura 1.1 - Organização da dissertação

A introdução enquadra o tema da dissertação, justificando as motivações que estão na origem da opção pelo tema e os argumentos que justificam a importância da realização de um despacho económico de gás natural.

No capítulo 2 é feita a caracterização da indústria do gás natural e a contextualização deste combustível no setor energético, destacando os paralelismos entre a eletricidade e o gás natural. Definem-se conceitos e faz-se uma descrição dos aspetos relevantes do setor do gás, destacando as suas vantagens e aplicações. São descritas as características do gás, assim como as atividades inerentes à cadeia de gás natural e a forma como elas se organizam. Neste mesmo capítulo é abordado também os tipos de mercados existentes na europa e os seus estados de desenvolvimento relativamente ao processo conducente à liberalização.

No capítulo 3 é modelizada a rede nacional primária de gasodutos, reproduzindo a organização geográfica de Portugal, com as cargas agrupadas nos 18 distritos portugueses, resultando assim num modelo de rede de transporte de gás natural com 18 nós. O modelo incorpora a rede de gasodutos físicos, mas também a rede de gasodutos virtuais, quando as infraestruturas de transporte não se veem presentes em determinada região. São apresentados a evolução dos consumos, assim como a criação de diferentes cenários para a posterior simulação. Neste mesmo capítulo ainda são determinados os diferentes custos relativos ao transporte de GN, sendo este transporte efetuado por gasoduto físico ou então por gasoduto virtual.

O capítulo 4 apresenta a definição do problema que se pretende estudar e modelizar, para este estudo se poder realizar é apresentada as diversas variáveis que estão incorporadas no custo do gás natural e são indicadas quais as variáveis onde é possível atuar para minimizar os custos relativos ao transporte de gás natural. Para o apoio à modelização criada para o despacho é desenvolvida uma aplicação informática “Despacho_GN” e são indicadas as instruções para a utilização da aplicação.

O capítulo 5 apresenta os testes e os resultados obtidos para diversos cenários através da aplicação informática desenvolvida “Despacho_GN”, implementada em linguagem *MatLab* e com interação com a plataforma *Excel* e que constitui

uma ferramenta de cálculo para auxiliar à realização de um despacho de gás natural para o sistema gasista português.

Por último, no capítulo 6 são apresentadas todas as conclusões retiradas com o caso de estudo, além de serem apresentadas as contribuições, as limitações e perspectivas futuras que esta dissertação e este caso de estudo apresentam.



Indústria do gás natural

2. Indústria do gás natural

2.1 Enquadramento

A introdução de gás natural em Portugal data de 1997, tendo como objetivo disponibilizar uma energia competitiva, cómodo e ecológica. Para além de permitir a diversificação dos recursos energéticos do País, reduz a dependência do petróleo e aumenta a competitividade da indústria nacional. Para assegurar a viabilidade económica, minimizando o risco do projeto, associou-se-lhe, desde o início, o setor da produção de eletricidade. Por um lado deram-se boas condições de preço e de alívio da carga poluidora que o setor termelétrico tem e, por outro, asseguravam-se os volumes de gás natural contratados ao fornecedor externo (Erse, 2007). Como aconteceu também em outros países, a adoção desta fonte energética em centrais de ciclo combinado e na cogeração para a produção de eletricidade têm feito com que os níveis de procura de gás tenham vindo a aumentar ao longo do tempo, uma vez que este tipo de centrais tem apresentado um rendimento bastante apreciável quando comparado com as centrais térmicas convencionais.

Com a introdução do gás natural em Portugal e com o desenvolvimento das infraestruturas de transporte e distribuição, esta fonte de energia tem sido procurada também pelo setor industrial, assim como o sector dos transportes, do comércio e consumidores domésticos.

Seguindo um percurso semelhante à eletricidade, o GN, pela sua necessidade de ser transportado em infraestruturas apropriadas e pela sua dependência em relação às importações, necessita de ser enquadrado numa política regulamentar comum, respeitando princípios elementares necessários ao bom funcionamento do mercado europeu. Por esta razão, o mercado interno de GN só pode funcionar de forma eficiente se as condições de acesso à rede em todo o mercado único corresponderem a determinadas normas, especialmente no que respeita aos aspetos fundamentais do acesso de terceiros (COM, 2003).

Fruto da evolução legislativa comunitária e das decisões políticas nacionais, foi decidido que o sector do gás natural teria de passar a ser regulado por uma entidade independente, quer da Administração Pública Central, quer dos vários intervenientes neste sector de atividade. Assim, o Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, alargou as competências da ERSE ao sector do gás natural. Em 2003 foi decidido liberalizar parcialmente o sector, bem como introduzir alterações na sua estrutura empresarial.

A criação de um mercado de energia integrado é uma necessidade sentida, desde 1951, pelos Estados fundadores da Comunidade Europeia do Carvão e do Aço. No entanto, até 1972 não se registaram quaisquer progressos nesta área. No quadro da primeira crise petrolífera, reforçaram-se as medidas de ação conjunta e de proteção dos interesses nacionais, em que os Estados-Membros reconheceram a necessidade de uma política energética comum. Só se viria a registar um novo ímpeto a partir de 1987, com a entrada em vigor do Ato Único Europeu, que reviu os Tratados institutivos das Comunidades e estabeleceu o objetivo da criação de um mercado interno, até 1992. Outro marco dessa época foi o Livro Branco da Comissão relativo à criação do mercado interno, onde o setor energético, um dos setores excluídos, só surge a propósito dos contratos realizados por entidades públicas, reconhecendo, apenas neste âmbito, a necessidade de abranger os setores excluídos até ao final de 1992 (Erse, 2007).

No contexto do Mercado Interno da Energia¹, a garantia de abastecimento constitui um aspecto primordial na eficiência do serviço prestado ao consumidor final. No curto prazo, a garantia de abastecimento apoia-se na diversificação das fontes externas, por países e por tipo de fontes e, ao mesmo tempo, na manutenção de reservas adequadas de combustíveis (Nogueira, 2007).

Uma vez que Portugal depende exclusivamente do exterior para a satisfação das suas necessidades de gás natural, é necessário realizar uma estratégia de aprovisionamento que consiste na celebração de contratos a longo prazo e,

¹ A realização de um verdadeiro mercado interno da energia é um objetivo prioritário da União Europeia. A realidade do mercado interno da energia assenta na existência de uma rede energética europeia segura e coerente e, por conseguinte, em investimentos realizados nas infraestruturas. Um mercado verdadeiramente interligado contribui para a diversificação e, consequentemente, para a segurança do abastecimento.

pontualmente de compras no mercado *spot*. Em 2011, cerca de 37% das compras de gás natural tiveram origem na Argélia, sob a forma de gás natural, 54% na Nigéria na forma de gás natural liquefeito, e as restantes 9% foram adquiridas noutras fontes de gás natural. O aprovisionamento de gás natural nesse ano foi de 5,4 mil milhões de m^3 .

Para cobrir as necessidades previstas de GN em Portugal, foi assinado um contrato de compra de GN de 2,3 mil milhões de m^3 , por um período de 23 anos, com a Sonatrach, sociedade detida pelo Estado argelino. A entrada em vigor deste contrato, bem como as primeiras entregas de gás natural, tiveram início em janeiro de 1997, em simultâneo com a ligação do gasoduto Europa-Magreb à rede de transporte e distribuição em Portugal. Foram também assinados três contratos, por um período de 20 anos, com a NLNG, uma empresa nigeriana, para a aquisição de um total de 3,4 mil milhões de m^3 de gás natural liquefeito (Galp Energia, 2012a).

O fornecimento nos termos destes contratos iniciou-se em 2000, 2003 e 2006 como se pode observar pela análise da tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Contratos de Aquisição de GN

Contratos	País	Quantidade (Mm3/ano)	Duração (anos)	Início
NLNG I (GNL)	Nigéria	420	20	2000
NLNG II (GNL)	Nigéria	1000	20	2003
NLNG + (GNL)	Nigéria	2000	20	2006
Sonatrach (Gás natural)	Argélia	2300	23	1997

Por norma os contratos de compra de gás a longo prazo definem uma quantidade mínima anual a adquirir e uma margem de flexibilidade para cada ano. Estes contratos costumam estabelecer uma obrigação de *take or pay*, que obriga a comprar as quantidades acordadas de gás natural, independentemente de a respetiva necessidade ocorrer ou não. Estes contratos permitem transferir quantidades de um ano para o outro, dentro de determinados limites, se a procura for inferior aos níveis mínimos anuais estabelecidos (Galp Energia, 2012a).

2.2 Caraterísticas do Gás Natural

O Gás Natural é um dos tipos de combustíveis mais ecológicos que existe e se consome atualmente quando comparado com os combustíveis fósseis tradicionais. É um gás inodoro e incolor, estando atualmente no auge da popularidade das formas energia. Devido às suas características, é utilizado para satisfazer diversas e diferentes necessidades como por exemplo, para a produção de eletricidade, para aquecimento e para uso diverso nas instalações industriais.

O Decreto-lei nº 521/99 de 10 de Dezembro estabelece como gases combustíveis, gases que, quando misturados na proporção conveniente com o ar, proporcionam combustões, possíveis de serem utilizados em redes de distribuição de gás canalizado, os produtos gasosos ou liquefeitos obtidos a partir da refinação do petróleo, os produtos obtidos por tratamento de hidrocarbonetos naturais e os efluentes da indústria petroquímica, do tratamento de carvões, os gases de substituição e os resultantes da biomassa.

A definição dos parâmetros caracterizadores dos gases combustíveis foi fixada pela Portaria nº 867/89 de 7 de Outubro, onde constam os seguintes: (Mesquita, 2005)

- Família
- Composição química média
- Poder calorífico superior e inferior
- Densidade em relação ao ar
- Grau de humidade
- Presença de condensados
- Índice de Wobbe²

² O índice de Wobbe (IW) é uma medida do conteúdo energético de um gás, medido com base no seu poder calorífico por unidade de volume à pressão e temperatura padrão, utilizada como indicador da interoperabilidade de equipamentos, em geral queimadores, face à mudança do gás combustível que os alimenta.

De acordo com o poder calorífico inferior e superior dos gases, estes podem dividir-se em três famílias conforme são apresentadas de seguida:

1ª Família – Gases manufaturados $22,4 \text{ MJ/m}^3 \leq I_w \leq 24,8 \text{ MJ/m}^3$

2ª Família – Gases naturais $39,1 \text{ MJ/m}^3 \leq I_w \leq 54,7 \text{ MJ/m}^3$

3ª Família – Gases de petróleo Liquefeito $72,9 \text{ MJ/m}^3 \leq I_w \leq 87,3 \text{ MJ/m}^3$

De acordo com os parâmetros caracterizadores dos gases apresentados anteriormente, irá ser caracterizado o Gás Natural em estudo nesta dissertação para se ficar a conhecer melhor as características deste tipo de combustível. De acordo com os escalões apresentados para as famílias, o gás natural por ter um poder calorífico que respeita a condição $39,1 \text{ MJ/m}^3 \leq I_w \leq 54,7 \text{ MJ/m}^3$ e por ser um hidrocarboneto natural pertence à segunda família.

A composição química do gás natural é apresentada na tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Constituição do GN

Metano	CH ₄	83,70%
Etano	C ₂ H ₆	7,60%
Azoto	N ₂	5,40%
Propano	C ₃ H ₈	1,90%
Butano	C ₄ H ₁₀	0,70%
Pentado	C ₅ H ₁₂	0,20%

- Constituído essencialmente por Metano
- Mais leve que o ar $d = 0,65$
- Limite de inflamabilidade entre 5% e 14%
- Poder calorífico:

- PCS $42,0 \text{ MJ/m}^3$ 10032 Kcal/m^3
- PCI $37,9 \text{ MJ/m}^3$ 9054 Kcal/m^3

- Índice de Wobbe:

- Superior $52,1 \text{ MJ/m}^3$ 12442 Kcal/m^3
 - Inferior $46,9 \text{ MJ/m}^3$ 11200 Kcal/m^3
-
- Pressão nominal de utilização 20 mbar
 - Utilização e transporte por gasodutos na fase gasosa
 - Transporte marítimo em metaneiros na fase líquida por arrefecimento a -160°C , conduzindo a uma redução volumétrica de 600 vezes.
 - Odorizado artificialmente através de aditivos para deteção em caso de fuga.
 - Pode ser utilizado em locais de nível inferior ao solo (caves)

2.2 Formação do Gás Natural

Em tudo que a natureza cria, o homem tenta sempre encontrar uma justificação e encontrar a metodologia científica para o seu surgimento, no que se refere ao petróleo e gás natural isto não se verificou ser diferente.

Já perduram durante alguns séculos os estudos e teorias para o aparecimento de petróleo e gás natural, algumas partilham de semelhanças, outras partilham de uma diferenciação total, no entanto a origem do petróleo e gás natural continua a ser um dos grandes mistérios dos fenómenos naturais e da natureza. Embora existam inúmeras teorias, todas estas se podem dividir em dois grandes grupos, as teorias orgânicas e as teorias inorgânicas.

As teorias inorgânicas partem do princípio que a origem do petróleo e gás natural foram originadas exclusivamente a partir de processos exclusivamente inorgânicos, ou seja, sem que exista a presença de qualquer forma de organismos vivos para a sua formação. Nomeadamente defendem que estes tipos de combustíveis foram originários de erupções vulcânicas, outros defendem que foram formados de origem cósmica ou através de síntese inorgânica, no entanto a teoria que se revela mais aceitável pela comunidade científica e que apresenta maior credibilidade é uma teoria orgânica, ou seja, uma teoria que defende que os organismos vivos tiveram uma importância crucial para a formação dos tipos de combustíveis em causa. A teoria em

causa defende que o gás natural e o petróleo surgiram devido à decomposição de micro organismos de origem animal e vegetal que morreram.

O processo de erosão levou estes restos biológicos a situarem-se por baixo de rios sobre contornos da costa onde foram depois depositados juntamente com lama e lodo. Hoje, estas pedras sedimentares, arenito, xisto e dolomite são frequentemente associadas à existência de petróleo (Fig. 2.1) (IEFP, 2002).

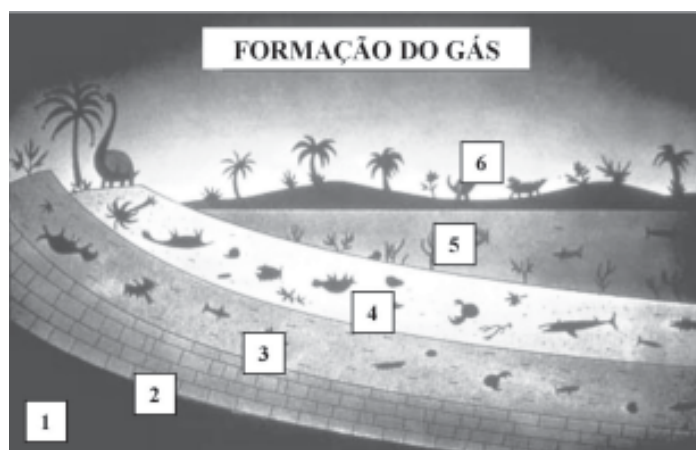


Figura 2.1 - Formação de Gás Natural

Legenda:

1. Produtos resultantes do petróleo
2. Camadas de rocha que se formaram sobre a rocha sedimentar
3. Processo de decomposição na presença de rochas sedimentares (Arenito, xisto, dolomite entre outras.)
4. Início da decomposição, juntamente com lamas e lodo da flora e animais.
5. Flora e animais antigos cujo habitat era o meio aquático.
6. Flora e animais antigos cujo habitat era a superfície

A teoria orgânica defende que o petróleo é originado pela transformação das matérias orgânicas devido ao calor intenso e pressão que existe nas camadas inferiores da superfície terrestre. Esta teoria defende também que o Gás natural pode ser originado de duas formas:

1. Através da degradação bioquímica da matéria orgânica em rochas sedimentares pouco profundas e de idades geológicas recentes, ou

2. Pela degradação química de resíduos orgânicos em rochas profundas e antigas, o que constitui a origem da maior parte do gás natural.

O processo de formação do Gás Natural é semelhante ao do petróleo. Embora existam jazidas apenas de Gás Natural, geralmente este está presente nas jazidas de petróleo e de outros gases combustíveis. Neste caso, os combustíveis dispõem-se por estratos, em função da sua densidade, ocupando o metano a parte superior na estrutura geológica confinante. Na figura 2.2 (IEFP 2002) pode-se observar estes estratos, e a sua respetiva profundidade, bem como ao número de anos a que estes estratos se formaram. Note-se que a profundidade a que se encontram as jazidas do gás (aproximadamente 3000 m) (IEFP, 2002).

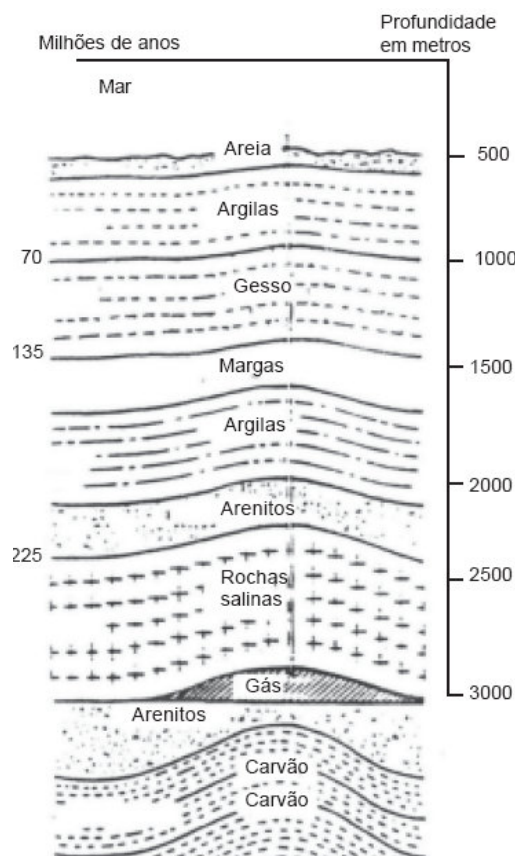


Figura 2.2 - Estratificação típica nas áreas produtoras do Mar do Norte

2.3 Atividades Inerentes à Indústria de GN

Para que a cobertura da procura do gás natural seja feita de forma eficaz e segura, é necessária a existência de uma estrutura complexa que vai desde a atividade de exploração – *upstream*, até à distribuição e utilização do gás pelos diferentes tipos de consumidores – *downstream*. Esta estrutura abrange um conjunto de atividades sequenciais que, para funcionar bem, terá de ser gerida de forma otimizada nas suas várias fases. Deste modo, as principais atividades a considerar no sector do GN são: a produção (esta atividade só existe nos países com capacidade de exploração de jazidas), o abastecimento e importação, o transporte e a distribuição, que se apresentam na figura 2.3 (Nogueira 2007).

À semelhança do sistema elétrico nacional, a atividade de comercialização de gás natural e a gestão dos mercados organizados estão abertos à concorrência, vindo acrescentar mais uma atividade à tradicional cadeia energética de GN (Nogueira, 2007).

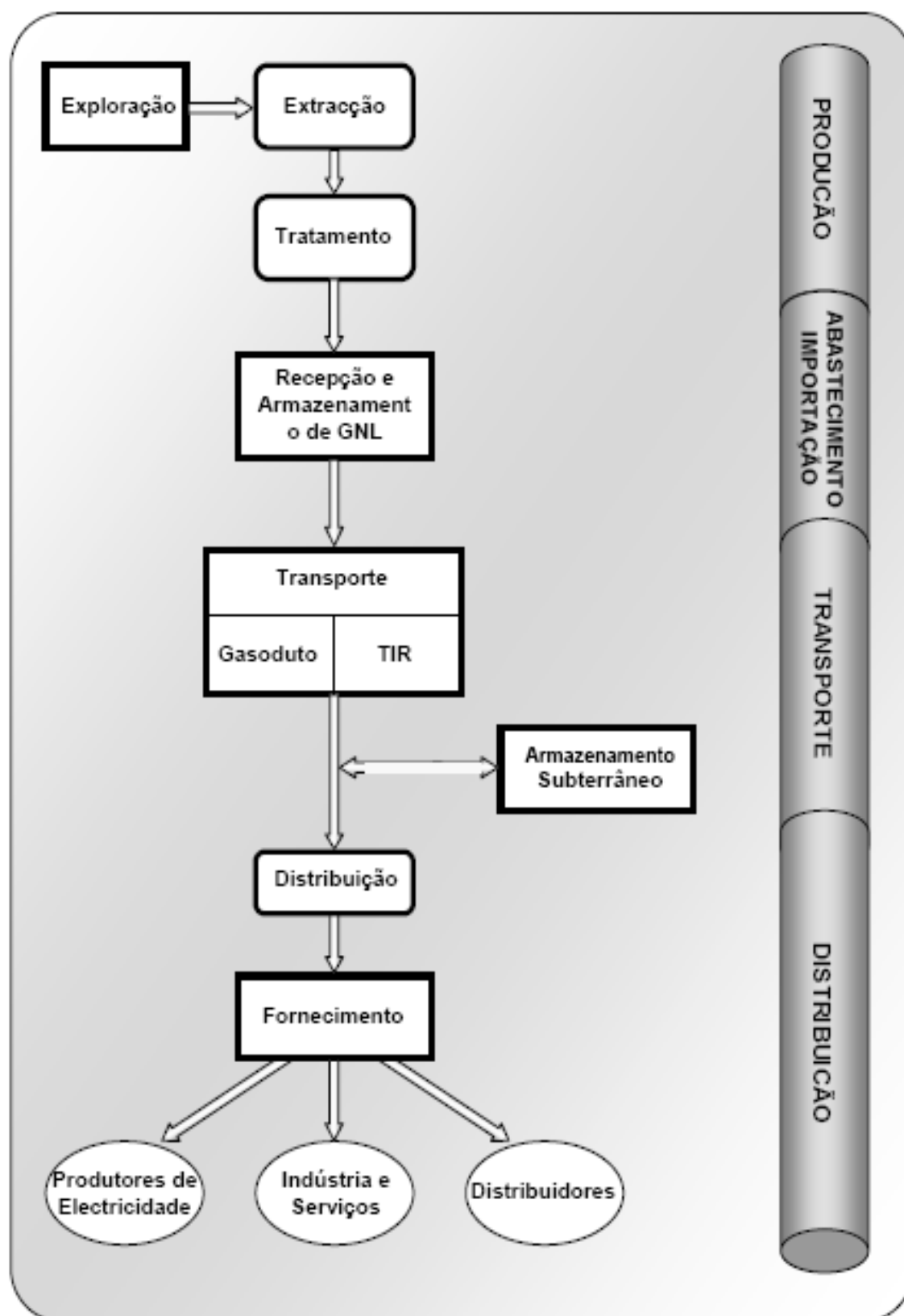


Figura 2.3 - Cadeia do Gás Natural

2.3.1 Exploração e Completação

O gás natural transformou-se de sapo em príncipe na matriz energética mundial. No século XIX, nos Estados Unidos, era considerado um incómodo ao ser encontrado juntamente com o petróleo, pois exigia uma série de procedimentos de segurança que encareciam e complicavam as atividades de prospeção. No século XX, a partir dos anos 80, o consumo entrou em franca expansão (Fig.2.4) e o gás natural transformou-se na fonte de energia de origem fóssil a registar maior crescimento no mundo (ANEEL, 2012).

O processo de produção de gás natural não é simples, mas dada a sua semelhança com o processo homólogo para o petróleo, foi possível desenvolver e aperfeiçoar técnicas eficazes de localização e exploração deste combustível fóssil. A cadeia de gás natural passa por um grande leque de etapas e procedimentos até chegar ao consumidor final.

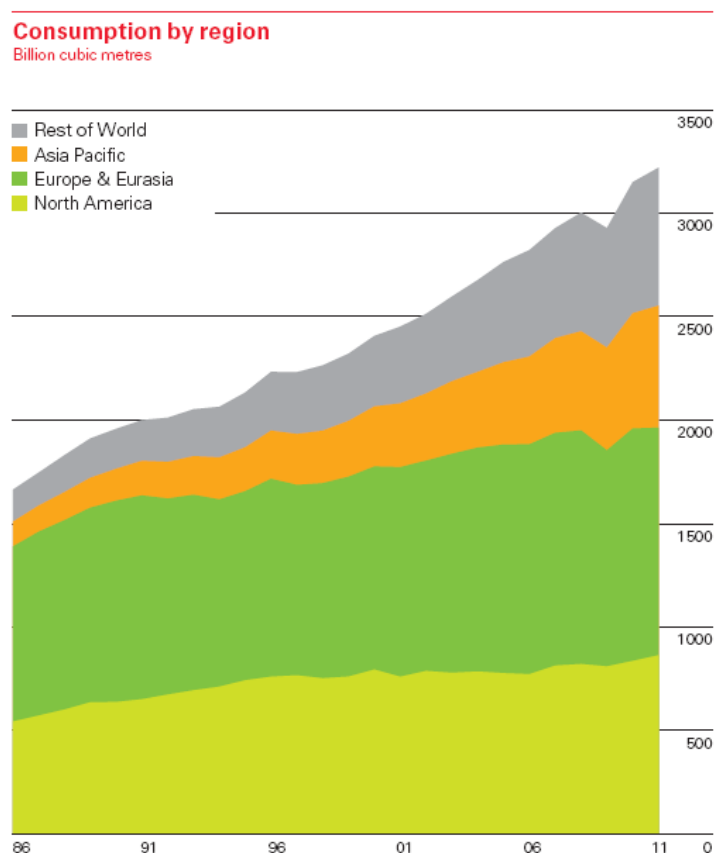


Figura 2.4 - Consumo de GN por Região

A etapa inicial, a exploração, consiste numa fase de pesquisa e reconhecimento do local observando-o através de estudos, e avaliando se as estruturas são propícias à acumulação de petróleo e/ou gás, e numa segunda fase, de perfuração e extração para determinar a viabilidade de exploração dos recursos. As tecnologias de pesquisa e reconhecimento estão cada vez mais avançadas permitindo avaliações mais precisas das camadas subterrâneas, reduzindo assim o tempo e consequentemente os custos das pesquisas (Nascimento, 2005).

Os novos avanços tecnológicos têm feito com que novas reservas sejam encontradas ao longo dos anos e como consequência as reservas comprovadas de GN têm aumentado relativamente a anos anteriores como se pode verificar pela figura 2.5 (BP, 2012).

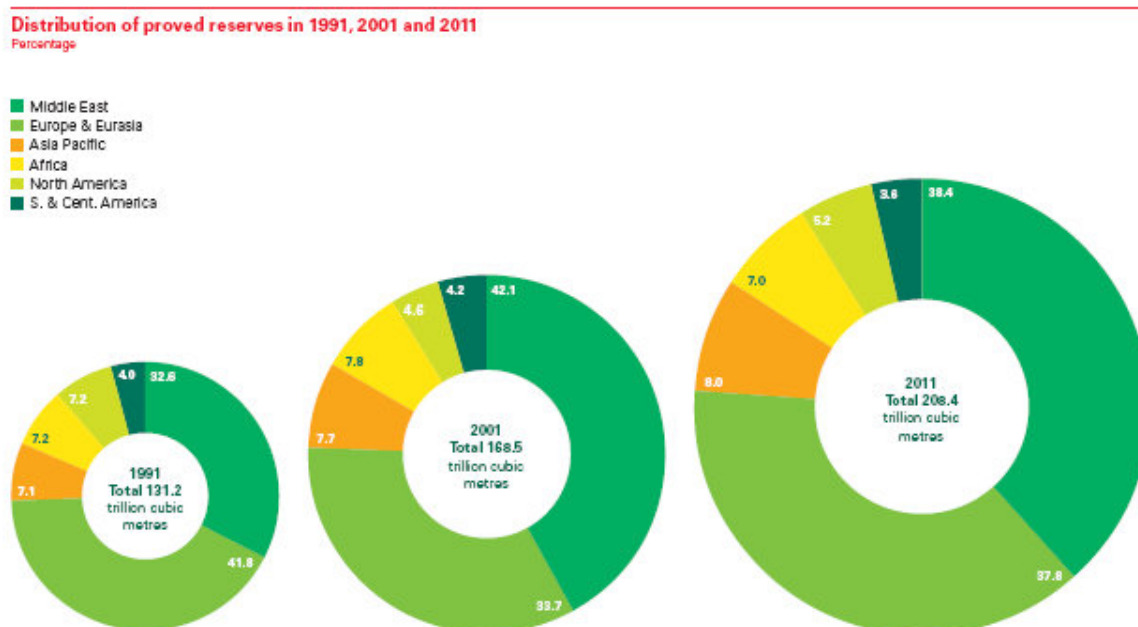


Figura 2.5 - Distribuição das reservas de Gás Natural

Após uma intensa pesquisa no local e estudo da sua viabilidade, dá-se a fase da completação. Locais onde à alguns anos atrás seria inviável a sua exploração, devido à evolução da tecnologia, hoje mostram-se viáveis.

Nos primórdios da extração de petróleo e/ou gás as máquinas perfuradoras trabalhavam com um motor que produzia a rotação num tubo que por sua vez fazia a rotação da broca na sua extremidade. Devido a trocas constantes dos

tubos por causa da limitação do comprimento causavam grandes paragens e uma vez que os tubos seriam rígidos a perfuração só se poderia efetuar retilineamente. Na atualidade a tecnologia de escavação utiliza motores que trabalham na extremidade dos ductos, possibilitando assim a escavação sem troca constante de ductos e por outro lado os materiais constituintes dos ductos por serem mais flexíveis, possibilitam a escavação não retilínea. Hoje a tecnologia de perfuração permite escavar em diversas direções inclusive alternando as direções dentro do mesmo furo. As figuras 2.6 e 2.7 ilustram respetivamente as perfurações unidireccional e multidireccional (Nascimento, 2005).



Figura 2.6 - Perfuração unidireccional

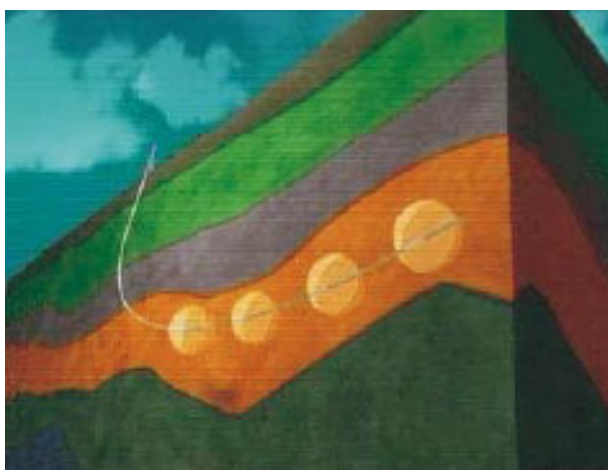


Figura 2.7 - Perfuração Multidireccional

A completação consiste num conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás ou ainda para injetar fluidos nos reservatórios.

A completação pode ser caracterizada de diferentes formas, nomeadamente pelo tipo de revestimento de produção e pelo número de zonas completadas. Existem três tipos de completação, a completação a poço aberto (fig. 2.8.a) é frequentemente utilizada em espessas secções de reservatórios constituídos por tipos de rochas bem firmes. É o método mais antigo de completação de poços, ainda que seja um método pouco utilizado (Garcia, 1997).

A completação com liner rasgado³ (fig. 2.8.b), onde o liner é descido e previamente rasgado, posicionando a zona rasgada em frente à zona produtora e a completação com revestimento canhoneado⁴ (Fig. 2.8.c). Neste último revestimento o poço é perfurado até à profundidade final, o revestimento de produção é descido até ao fundo do poço, o espaço anular entre o revestimento e as paredes do poço é cimentado, o revestimento é canhoneado em frente aos intervalos de interesse através de jatos de cargas explosivas ficando o reservatório produtor em contacto com o interior do poço. Este é o método geralmente utilizado. (Galp Energia, 2013d)

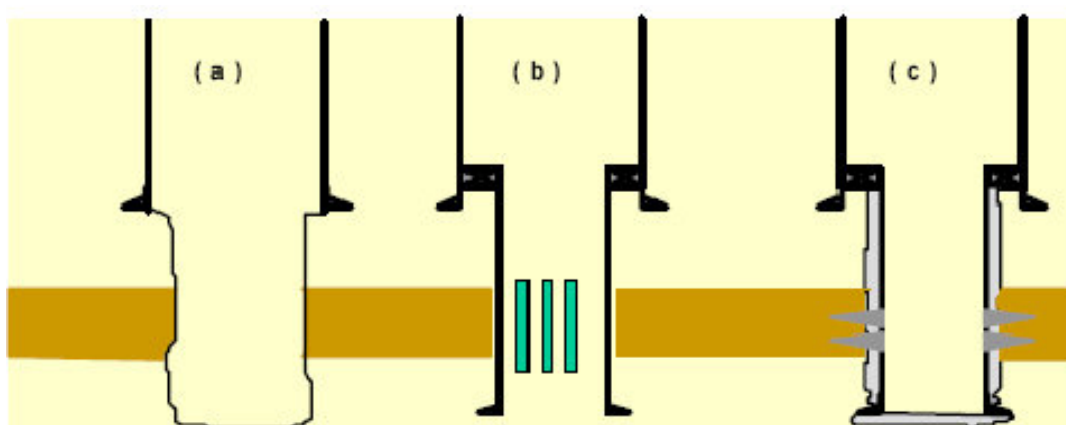


Figura 2.8 - Tipos de completação

³ - Na completação a poço aberto, pode-se utilizar um revestimento de diâmetro pequeno com fendas verticais estreitas, que possibilitam a entrada de fluxo ao poço, conhecido como *liner rasgado*.

⁴ Criação de pequenos furos que se prolongam além do revestimento e do cimento

Quanto ao número de zonas completadas, a tipificação pode ser feita através de completação simples (Fig. 2.9.a, Garcia, 1997), onde se procede à descida de uma coluna de produção no interior do revestimento de produção, desde a superfície até próximo da zona de formação produtora possibilitando a produção controlada de uma zona de interesse; a completação seletiva (Fig. 2.9.b, Garcia, 1997), com a descida de uma coluna de produção, equipada de forma a produzir duas zonas de interesse em conjunto ou alternadamente e a completação dupla que se traduz na descida de duas colunas de produção, que permitem a produção de duas zonas de modo controlado e independente. As completações múltiplas (Fig. 2.9.c, Garcia, 1997), a seletiva e dupla, são mais económicas que as completações simples, porque permitem diminuir o número de poços necessários para produzir um determinado campo. No entanto, existe maior possibilidade de problemas operacionais, devido à maior complexidade das instalações e maior dificuldade na aplicação de métodos artificiais de elevação do petróleo (Galp Energia, 2013d).

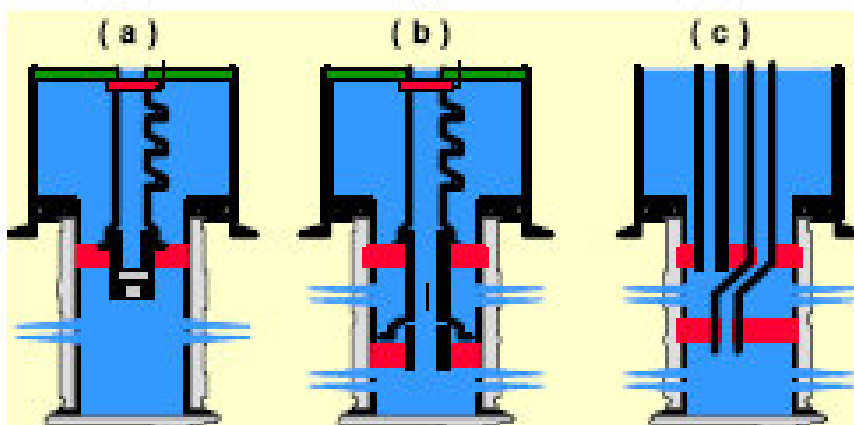


Figura 2.9 - Esquema por zonas completadas

As principais etapas do processo de completação são:

1. Instalação dos equipamentos de superfície - a cabeça de produção é conectada à cabeça de poço para permitir o acesso ao seu interior;
2. Condicionamento do poço - é descida uma coluna de modo a deixar o interior do revestimento em condições para receber os equipamentos necessários;

3. Substituição do fluido do interior do poço por um fluido de completação;
4. Avaliação da qualidade da cimentação;
5. Canhoneio - perfuração do revestimento, cimento e formação através de cargas explosivas para permitir o contacto entre o interior do poço e a formação produtora;
6. Instalação da coluna de produção;
7. Colocação do poço em produção

2.3.2 Extração ou Elevação

A extração ou elevação consiste no fluxo dos fluidos produzidos, que ocorre espontânea ou artificialmente do reservatório até à superfície. A elevação pode ser natural, quando o fluxo de fluidos (óleo, gás ou água) chega espontaneamente à superfície devido à grande pressão dos fluidos no interior das jazidas, ou artificial. Existem diversas formas de elevação artificial, uma vez que o petróleo e o gás natural geralmente se encontram associados, neste trabalho apenas serão referidas as mais utilizadas para a extração de ambos, nomeadamente:

1. **O bombeio mecânico** (Fig. 2.10) é um método de elevação artificial utilizado apenas em superfícies terrestres, o seu princípio de funcionamento baseia-se no movimento rotativo de um motor elétrico ou de combustão interna, que é transformado em movimento alternado por uma unidade de bombeio localizada próxima da cabeça do poço. Uma coluna de hastes transmite o movimento alternado para o fundo do poço, acionando uma bomba que eleva os fluidos produzidos pelo reservatório para a superfície. O bombeio mecânico é o método de elevação artificial mais utilizado em todo o mundo (Simonsen, 2012).



Figura 2.10 - Bombeio mecânico

1. **Bombeio por Cavidades Progressivas** – É uma bomba de deslocamento positivo que trabalha imersa num poço de petróleo, constituída por um rotor e estator. A geometria do conjunto é tal que forma uma série de cavidades herméticas idênticas. O rotor ao girar no interior do estator forma um movimento axial das cavidades, progressivamente, no sentido da sucção para a descarga, realizando a ação de bombagem. O acionamento da bomba pode ser originado na superfície, por meio de uma coluna de hastes e um motor, ou diretamente no fundo do poço, por meio de um motor elétrico ou hidráulico acoplado à bomba (Simonsen, 2012).
2. **Gás-Lift Contínuo** (Fig. 2.11) - O método baseia-se na injeção contínua de gás a alta pressão na coluna de produção com o objetivo de gaseificar o fluido desde o ponto de injeção até à superfície. O gás aqui em questão é o gás natural fruto da produção do próprio poço, que é

comprimido em compressores na plataforma e enviado ao anular⁵ do poço através de uma linha de serviço. Na superfície, o controlo da injeção de gás no poço é feito através de um regulador de fluxo. Já no poço há uma válvula de Gas-Lift que promove a comunicação entre o anular e a coluna de produção e segue pela linha de produção até chegar à plataforma. É instalado dentro da coluna de produção um mandril de gás, onde se encontra uma válvula de gás, que pode ser um orifício ou um dispositivo que se abre em função da pressão no anular ou no interior da coluna. A válvula de gás tem a função de controlar o fluxo de gás e estabelecer contacto entre anular e coluna de produção. Pode também haver mais de uma válvula de gas-lift (e consequentemente mais de um mandril) (Simonsen, 2012).

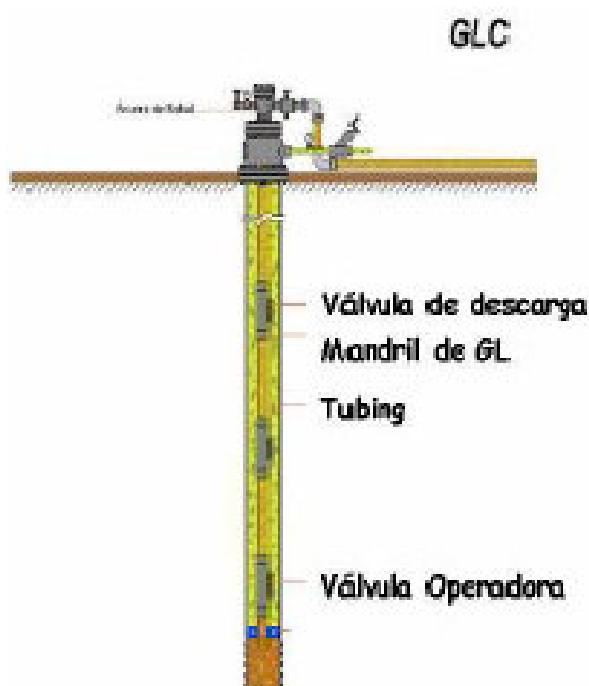


Figura 2.11 - Esquema Gás-Lift contínuo

3. **Bombeio Centrífugo Submerso** (Fig. 2.12) – A utilização do bombeio centrífugo submerso está a expandir-se cada vez mais na área da

⁵ Anular - É o espaço entre a coluna de perfuração e a parede do poço ou, entre a coluna de revestimento e a parede do poço.

elevação artificial de petróleo pela crescente flexibilidade dos equipamentos disponíveis. Neste tipo de bombeio, a energia é transmitida para o fundo do poço através de um cabo elétrico. A energia elétrica é transformada em energia mecânica através de um motor especial para trabalhar em ambiente subterrâneo, o qual está diretamente ligado, através de um ligador mecânico, a uma bomba centrífuga de múltiplas posições. Esta transmite a energia para o fluido sob forma de pressão, elevando-o para a Superfície (Simonsen, 2012).

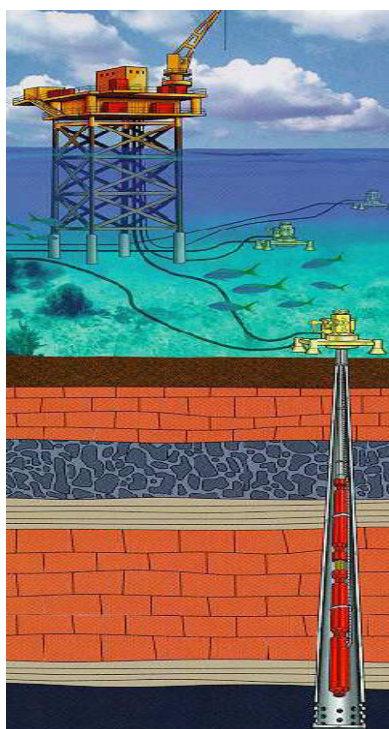


Figura 2.12 - Bombeio Centrífugo submerso

2.3.3 Processamento / Tratamento dos Fluidos

Após a elevação dos fluidos pelos meios e técnicas referidas anteriormente, é necessário proceder a uma separação trifásica dos constituintes, nomeadamente (gás, óleo e água) de modo a obter a matéria-prima desejável, o ciclo de tratamento e separação trifásica dos constituintes do fluido pode ser observado na Fig.2.13 (Galp Energia, 2013d).

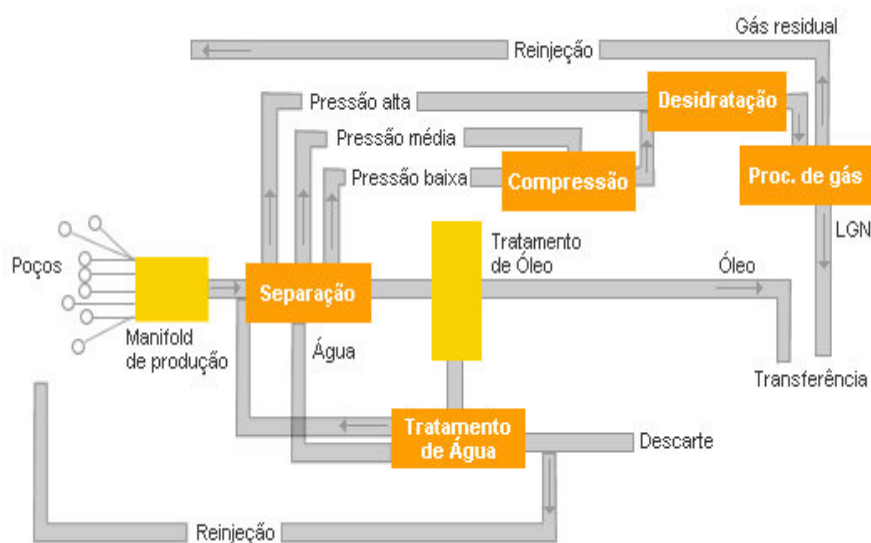


Figura 2.13 - Separação trifásica (Galp Energia, 2013)

Na separação primária, o fluido choca com defletores na entrada do separador que alteram a direção do fluido.

Na secção de acumulação de líquido, a água fica retida durante alguns minutos no fundo do separador. Separa-se a água do óleo através de um condutor de líquido e separam-se as bolhas de gás que ficaram no seio do óleo, através de uma chaminé.

Existem por vezes alguns problemas operacionais nos separadores, como por exemplo as espumas que se formam devido às impurezas presentes no líquido produzido e tem como desvantagens dificultar o controlo de nível de líquido no separador e ocupar um volume que poderia estar disponível para a entrada de líquido. A obstrução por parafinas é outro dos problemas operacionais que podem ocorrer, provocando o bloqueio dos extratores de névoa na secção gasosa e o bloqueio dos filtros coalescedores na secção líquida.

A areia transportada pelo líquido produzido até ao separador é também um problema na medida em que provoca a erosão das válvulas, a obstrução nos elementos internos do separador e a acumulação no fundo do separador. As emulsões, que se formam na interface óleo/água, por serem ambos imiscíveis, dificultam o controlo do nível de líquido no separador e diminuem o tempo de

retenção da fase gasosa e líquida no separador, resultando numa redução de eficiência do processo.

Todos estes problemas provocam o arrasto de óleo pela corrente de gás quando o nível de líquido no separador está muito alto (Galp Energia 2013d).

O tratamento do gás natural é realizado através do condicionamento, ou seja, um conjunto de processos físicos e/ou químicos aos quais o gás deve ser submetido para reduzir os teores de contaminantes para se respeitar as especificações.

Existe uma extração bastante grande de componentes, nomeadamente de água, hidrocarbonetos no estado líquido e partículas sólidas como o pó. Após a separação, se o gás estiver contaminado por partículas de enxofre é necessário que o mesmo passe por uma unidade de dessulfuração.

A dessulfuração é um processo utilizado para a remoção de compostos de enxofre através de processos de absorção. O processamento, consiste nas operações que promovem a separação de frações leves do gás (metano e etano denominado gás residual) das frações pesadas (desde propano até hexano, que apresentam maior valor comercial). A refrigeração traduz-se na condensação das frações pesadas do gás através da passagem de um fluido refrigerante. A absorção refrigerada consiste na circulação de gás em contacto com um óleo de absorção, nas condições de altas pressões e baixas temperaturas, conseguidas através de um fluido de refrigeração. O processo expansão Joule-Thompson trata-se da expansão de gás através de uma válvula que provoca uma redução da temperatura, o que conduz à condensação das frações mais pesadas (Nascimento, 2005).

2.3.4 Abastecimento e Importação

Uma vez que a capacidade de produção de GN é característica apenas de alguns países – os produtores, é necessário fazer chegar esta matéria-prima, aos países não produtores, através de uma rede de abastecimento.

Se as jazidas de gás estiverem relativamente próximas dos pontos a abastecer, a entrega do GN pode ser feita por gasodutos. Se os países importadores do GN estiverem afastados das fontes abastecedoras, a entrega é feita em território nacional por navios apropriados (metaneiros), que transportam o gás no seu estado líquido. O processo de liquefação do GN, exige um arrefecimento até à temperatura de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, o que conduz a uma redução volumétrica da ordem de 600 vezes. Esta redução de volume acarreta evidentes vantagens, concretizando a possibilidade do transporte de gás para longas distâncias. Para além do transporte, a liquefação também facilita o armazenamento do gás em reservatórios de grande capacidade. A etapa do abastecimento de gás natural liquefeito (GNL) inclui a atividade de receção, descarga e armazenamento de GNL em terminal nacional, a sua posterior regaseificação e a entrega à rede de transporte.

Na Europa, a dependência da importação de GNL é generalizada como se pode verificar na Fig.2.14 (BP,2012), com exceção de quatro países autossuficientes e exportadores: Reino Unido, Holanda, Noruega e Dinamarca. A Rússia é a maior potência abastecedora de gás para a Europa. Além da Rússia, existem outras fontes externas que abastecem a Europa, garantidas pela Argélia, Nigéria e Médio Oriente. Desta forma, o abastecimento e importação de gás natural liquefeito é para os países não produtores a primeira etapa da cadeia do gás (Nogueira, 2007).

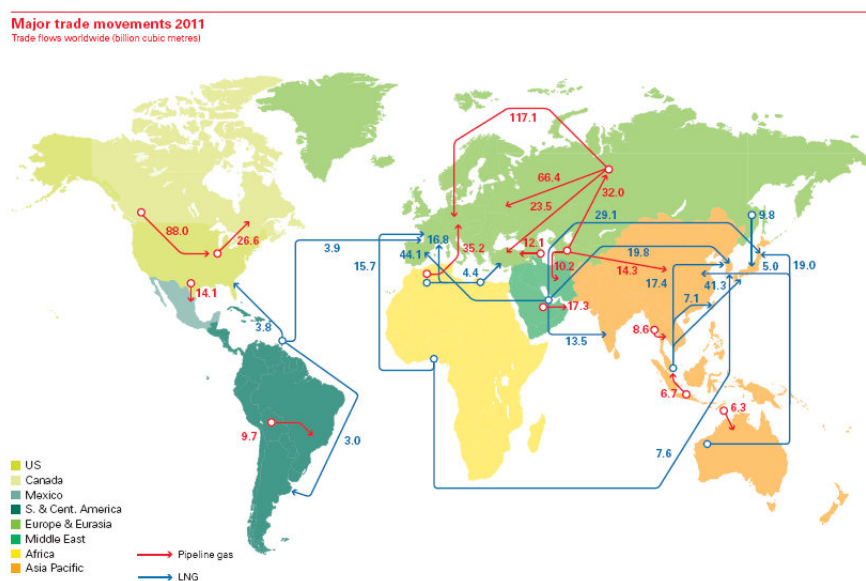


Figura 2.14 - Movimentos de gás natural em 2011

Uma vez que Portugal depende exclusivamente do abastecimento externo de gás natural para satisfação das necessidades das suas cargas, torna-se importante conhecer algumas das características que apresentam o terminal de GNL de Sines, assim como da Unidade de armazenamento subterrâneo, uma vez que constituem assim como a UFG de Valença do Minho e de Campo Maior a primeira etapa do sistema de GN em Portugal.

2.3.4.1 Terminal de GNL Sines

O Terminal de Sines apresenta basicamente cinco funções principais, nomeadamente:

- Permitir a acostagem de navios “metaneiros” e a descarga do GNL transportado;
- Armazenar, em reservatórios adequados, o GNL a uma Temperatura de -162°C e a uma pressão ligeiramente superior à pressão atmosférica;
- Vaporizar o GNL;
- Expedir, por gasoduto, o gás sob a forma gasosa;
- Expedir uma “pequena” quantidade de GNL por camião cisterna para abastecimento de áreas afastadas em que não seja possível ou rentável o abastecimento por gasoduto.

A armazenagem de GNL a uma pressão próxima da atmosférica e a temperaturas criogénicas permite amortecer a descontinuidade existente entre o ciclo descontínuo de descarga de navios e o envio contínuo de gás natural pelo gasoduto instalado. O Terminal tem a capacidade para receber um vasto leque de navios “metaneiros”, com capacidades situadas entre os 35 000 e os 165 000 m^3 GNL. Cada navio permanece, em média cerca de 30 horas no cais de acostagem, sendo 24 horas afetas ao período de descarga e as restantes 6 horas a outras operações.

O ciclo de descarga dos navios “metaneiros” pode ser observado na figura 2.15 (Dgeg, 2013c).

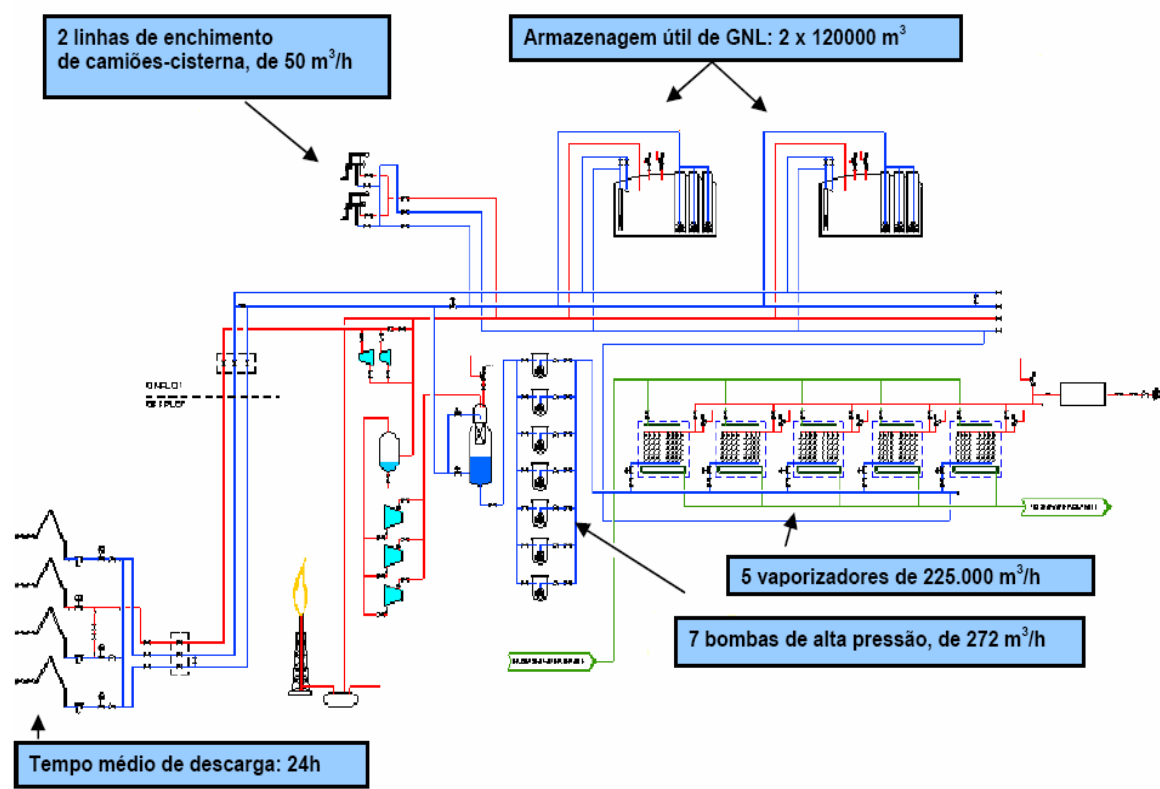


Figura 2.15 - Descarga dos metaneiros

O GNL é armazenado em 2 reservatórios cilíndricos com um volume bruto de 129 269 m³ e um volume útil unitário de 120 000 m³. Os reservatórios são constituídos por um tanque interno de aço inox com um teor de 9% de Níquel integrado num tanque exterior de betão, com teto metálico de aço ao carbono revestido a betão. Os dois reservatórios estão distanciados de 40 metros entre si e de 50 metros da estrada VR 53 (Figura 2.16), distância esta que permite que eventuais libertações de vapor pelas válvulas de segurança instaladas no teto dos reservatórios ou numa possível radiação térmica emitida por incêndios pontuais nas coberturas dos mesmos não venham a afetar aquela via rodoviária.

Este tipo de reservatórios constitui atualmente a última geração na indústria mundial de GNL; os padrões de segurança são muito elevados e a probabilidade de ocorrência de um acidente, por rotura ou sobre enchimento é quase negligenciável.



Figura 2.16 - Tanques de Armazenamento

Relativamente à área de processo, esta ópera a uma pressão ligeiramente superior à pressão atmosférica, localiza-se a sul dos reservatórios de GNL e compreende 5 vaporizadores “*open rack*”, um de reserva, que utilizam a água do mar como fluído térmico. Cada vaporizador, de 180 ton/h de capacidade nominal de vaporização de GNL e de cerca de 1400 m² de supercilie de permuta de calor, contam 10 painéis de alumínio posicionados verticalmente e dispostos em 2 blocos. A água do mar escorre ao longo da superfície dos painéis, sendo o GNL distribuído ao longo da base dos painéis fluindo no sentido ascendente. A temperatura do GNL é elevada das condições criogénicas até cerca de 2 a 3°C e o gradiente térmico a verificar na água do mar é, no mínimo de 7°C, de modo a maximizar o rendimento de permuta de calor que se cifra na ordem de 70%.

Antes da saída para o gasoduto de alta pressão, o GN passa pela estação de medição que contam 3 linhas paralelas de medição. A temperatura do GN a emitir deve ser aproximadamente 2,5°C a uma pressão de 77 barg e com um caudal variável entre um mínimo de 48 000 m³/h, um valor médio de 300 000 m³/h e um valor máximo de 450 000 m³/h. O ajuste deste caudal de emissão é efetuado pelo aumento ou pela diminuição do número de bombas ou de vaporizadores em operação no Terminal, controlado pelo Sistema de Controlo

do Processamento e operacionalizado pelos operadores da Sala de Controlo do Edifício Técnico e Administrativo.

Em relação à área de enchimento dos camiões cisterna, esta ópera a uma temperatura da ordem de $-157,5^{\circ}\text{C}$ e a uma pressão de bombagem de 11 barg, compreende um edifício de apoio, um parque de estacionamento de 6 camiões cisterna de 16 toneladas unitárias, uma báscula de 50 toneladas de capacidade, de 18 metros de comprimento e 3 metros de largura e 2 ilhas de enchimento de $50 \text{ m}^3/\text{h}$. A operação total demora cerca de uma hora, 70% da qual se destina à operação de enchimento dos camiões cisterna ($35 \text{ m}^3 \text{ GNL}$) (Dgeg, 2013c).

2.3.4.2 Armazenamento subterrâneo de GN no Carriço

A seleção do local do Carriço para a armazenagem subterrânea seguiu-se a um processo prévio de caracterização dos ambientes geológicos da faixa costeira entre Aveiro e Setúbal, onde era conhecida a existência de grandes formações de sal a profundidades adequadas (diapiros). A favor do Carriço esteve a sua posição geográfica (Figura 2.17, Dgeg, 2013a) em termos de proximidade do ponto central do gasoduto e do mar (para obtenção da água necessária à construção das cavidades através da lixiviação e rejeição da salmoura produzida).



Figura 2.17 - Posição geográfica do Carriço

Igualmente, o bom conhecimento prévio da geologia e da estrutura do diápiro e a qualidade do sal, em termos de pureza e espessura das camadas, estudada em furo de prospeção realizado em 1997, aliado a um contexto ambiental e socioeconómico favorável, permitiu validar a seleção deste local.

O projeto base de armazenagem subterrânea em cavidades salinas e do gasoduto de ligação à instalação de armazenamento foi aprovado pelo Despacho nº 53/99, de 6 de Março, pelo Ministro da Economia.

As cavidades, todas elas criadas no sal-gema, a uma profundidade de 1030 metros (topo da cavidade) têm a forma cilíndrica, um diâmetro máximo permitido da ordem dos 70 metros e uma altura de 170 metros, com o topo em forma cónica e onde o gás natural é armazenado a uma pressão que varia entre os 160 e 180 bar. Uma ilustração representativa da unidade de armazenagem subterrânea do carriço pode ser observada na figura 2.18 (Dgeg, 2013a).

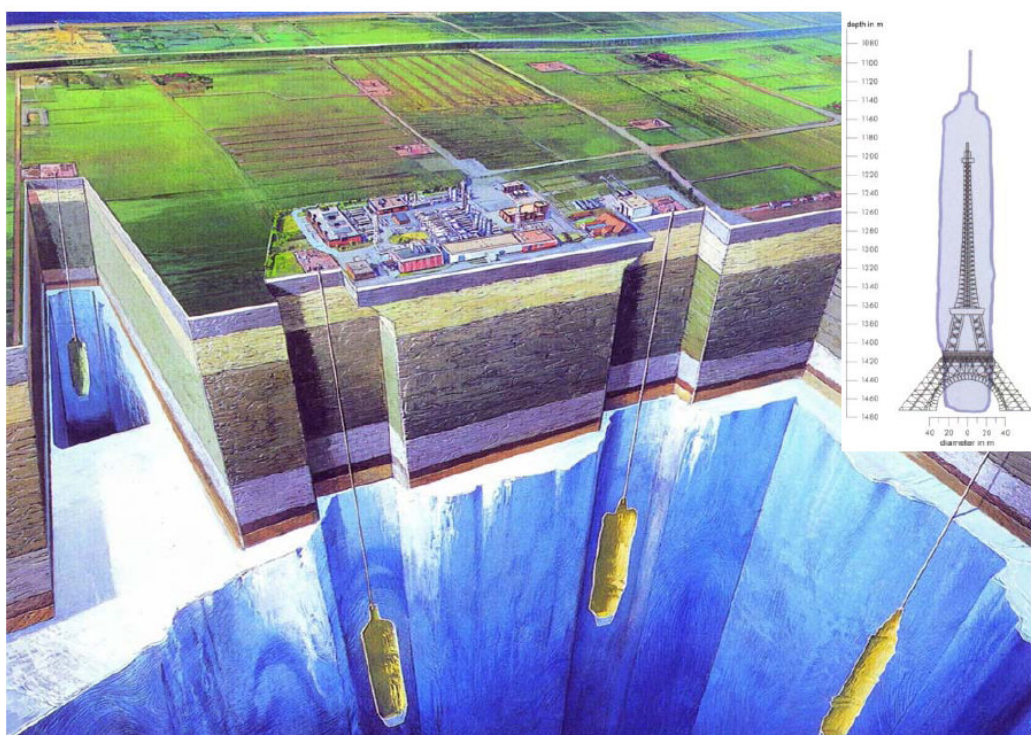


Figura 2.18 - Armazenamento subterrâneo Carriço

O armazenamento consiste em 6 cavernas com uma capacidade de armazenagem útil de 210 Mm^3 a que corresponde uma armazenagem total de 270 Mm^3 . A distância mínima otimizada entre os eixos das cavidades é de 220 metros. De modo a permitir a injeção do gás nas cavidades e o seu posterior reenvio para o gasoduto de transporte foram construídas as instalações de superfície, que permitem a injeção de gás até $110\,000 \text{ m}^3/\text{h}$ e a extração até $300\,000 \text{ m}^3/\text{h}$ (Dgeg, 2013a).

2.3.5 Transporte

Uma vez que a importação de gás natural liquefeito é para os países não produtores como Portugal a primeira etapa da cadeia de gás, após a receção do gás natural este é armazenado ou regaseificado de modo a garantir o abastecimento das cargas. Para o abastecimento das cargas ser satisfeito o gás natural é injetado numa rede de transporte e interligado a outras redes para assim se garantir a capacidade como acontece na rede de transporte de energia elétrica. Embora a rede de gás natural quando comparada com a rede elétrica seja muito menos emalhada e muito menos extensa, compreende muitas características em comum como a realização de um despacho, a interligação a outras redes, manutenção, sistemas de segurança, garantia de continuidade de serviço, entre outras. A rede de transporte de GN é constituída por condutas de aço carbónico de diferentes diâmetros, (conforme as necessidades de energia de cada zona), de forma a transportar o GN no seu estado gasoso em alta pressão e ao mesmo tempo diminuir a vulnerabilidade a elementos corrosivos.

A rede primária de transporte de gasodutos de alta pressão em Portugal é apresentada na figura 2.19 e será modelizada assim como a rede de transporte por gasoduto virtual no capítulo 3 deste mesmo trabalho, de forma a se simularem diferentes cenários e a realização posterior de diferentes despachos para cada cenário criado.

Como referido anteriormente e como pode ser verificado pela análise da figura 2.19 (ERSE, 2013d) correspondente à rede nacional de transporte em alta

pressão de GN, esta rede apresenta-se pouco emalhada não chegando a cinco dos dezoito distritos Portugueses. De forma a não privar estes distritos desta forma de energia, o GN é transportado no seu estado liquefeito em camião cisterna apropriado pela rede rodoviária de transporte, designando-se esta forma de transporte por gasoduto virtual. O GNL é assim transportado desde os terminais de GNL ou das UFGs até às unidades autónomas de gás (UAG) que serão a carga que o gasoduto virtual pretende alimentar, posteriormente as UAG procedem à regaseificação do gás conforme os níveis da procura para o poderem injetar na rede local de distribuição de gás e satisfazer as cargas.

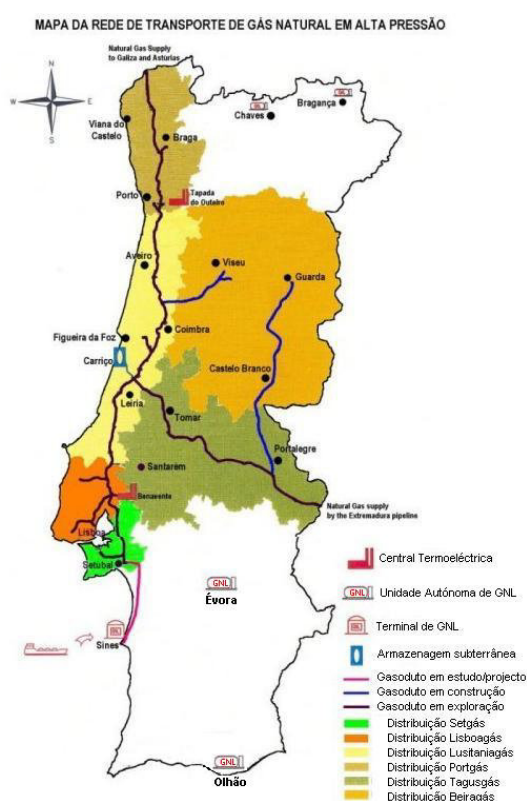


Figura 2.19 - Rede primária de transporte de GN

O uso desta forma alternativa de transporte de gás pode ser economicamente mais vantajosa do que investir na expansão da rede de transporte a alta pressão para levar o gás até àquelas zonas de consumo (Nogueira, 2007). Uma vez que as formas de transporte são diferentes o preço resultante do transporte também será diferente, sendo o transporte por gasoduto mais baixo,

por esse motivo, sempre que for possível o transporte por gasoduto físico este será sempre o escolhido, por outro lado quando o transporte por gasoduto virtual é a solução, é mantida esta forma de distribuição até às UAG ou então clientes com peso significativo como as são as unidades industriais e instalações destinadas à produção de energia elétrica.

2.3.6 Distribuição

A atividade de distribuição de GN é a ultima etapa do percurso do GN até aos consumidores finais, a distribuição é efetuada através de gasodutos de média e baixa pressão sendo realizada ao abrigo de concessões e licenças concedidas pelo Estado Português. O gás natural proveniente dos gasodutos de alta pressão da RNTGN é transferido para os ramais de média pressão através de estações de regulação e medida, sendo esses gasodutos e as redes de baixa pressão que deles derivam pertencente a empresas de distribuição que entregam o gás aos clientes finais.

A política gasista Ibérica prevê a criação de áreas de concessão de distribuição de GN em zonas situadas fora da abrangência dos gasodutos físicos. Esta orientação visa abranger zonas sem acesso ao GN, minimizando desvantagens regionais e promovendo aí o desenvolvimento económico, o emprego e o bem-estar social e ambiental. Desta forma, o gás é transportado por camião cisterna (gasoduto virtual) até às UAG para posteriormente, a jusante desta armazenagem, ser vaporizado e aquecido e consequentemente injetado na rede de distribuição local.

Assim, a montante as redes de distribuição de gás tanto podem estar diretamente ligadas aos gasodutos físicos como aos gasodutos virtuais (Nogueira, 2007).

Em Portugal a distribuição de gás é efetuada por seis concessionárias ligas á rede física de gás, nomeadamente: EDPgás; Lisitaniagás; Beiragás; Tagusgás; Lisboa gás e Setgás. Para além destas seis concessionárias, existem outras cinco, nomeadamente: Sonorgás; Duriensegás; Dianagás; Paxgás e medigás que uma vez que não possuem ligação física á rede de transporte são

alimentadas por UAGs, a distribuição geográfica de todas estas concessionárias podem ser observados na Fig.2.20.

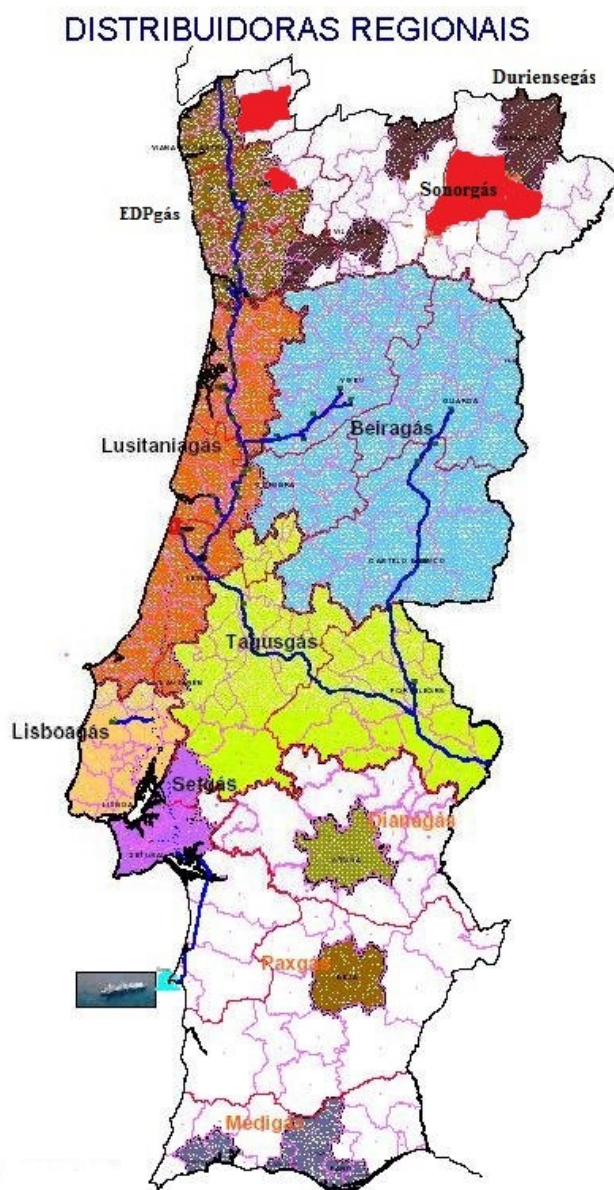


Figura 2.20 - Concessionárias de Gás Natural

As UAG constituem uma alternativa economicamente viável à instalação definitiva de capacidade de transporte por gasodutos. Os custos fixos do investimento numa UAG são muito menores, comparativamente à solução alternativa de gasodutos (Nogueira, 2007).

2.3.7 Comercialização

A liberalização da atividade de comercialização no setor de gás natural, tal como aconteceu no caso do sector elétrico, tem sido introduzida de forma diferente nos vários países. Até fevereiro de 2006, o mercado português do gás natural estava dividido em duas grandes áreas, nomeadamente:

1. As atividades de importação, armazenamento, transporte e regaseificação de gás natural ou gás natural liquefeito estavam sujeitas a uma única concessão atribuída a uma empresa do grupo Galp Energia, a Transgás.
2. A distribuição local e regional era efetuada sob concessão ou licença atribuída a empresas de distribuição local ou regional, nas quais a Galp Energia – à exceção da Portgás – tinha uma participação significativa.

Os consumidores de gás natural com um consumo anual inferior a dois milhões m^3 eram abastecidos pelas empresas de distribuição regional – as concessionárias – e local – as licenciadas – enquanto os consumidores cujo consumo anual era igual ou superior a dois milhões m^3 eram abastecidos diretamente pela Transgás.

Para os grandes clientes, com consumos superiores a 50 mil m^3 , os preços não estavam regulados e eram fixados segundo uma lógica de mercado livre, concorrencial com outros produtos energéticos, e com base em contratos individuais. Para os clientes com consumos inferiores a 50 mil m^3 , a fórmula do preço e as atualizações referentes à taxa de inflação e ao preço do gás natural eram definidas nos contratos de concessão.

Na atualidade com a publicação do Decreto-Lei nº 30/2006, de 15 de fevereiro, marcou a transposição pelo governo português da diretiva comunitária sobre a liberalização do mercado de gás natural. Este diploma consagrou a liberalização dos mercados através do livre acesso de terceiros em condições de igualdade e determinou a separação das atividades comerciais das atividades de gestão de infraestruturas. A diretiva prevê também a existência de um regulador em cada estado-membro – no caso português a ERSE

(Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) – e a obrigação de publicação das tarifas de acesso às diversas redes.

Segundo a nova legislação, entretanto completada com o Decreto-Lei nº140/2006, de 26 de julho, as distribuidoras de gás natural com mais de 100.000 clientes foram obrigadas a proceder à separação jurídica entre as atividades de distribuição e de comercialização de gás natural, enquanto para as restantes foi apenas necessária uma separação contabilística entre as duas atividades. A nova legislação obrigou à criação de comercializadores de último recurso, que vendem gás natural a uma tarifa regulada, e de comercializadores livres cujo preço de venda do gás natural é fixado numa lógica de mercado livre. Para ambas as atividades é necessária a atribuição de uma licença por parte do Governo português. A nova legislação definiu também o calendário da liberalização do setor, que ocorreu até ao início de 2010, como se pode verificar na figura 2.21 (Galp Energia, 2012b)



Figura 2.21 - Calendário de liberalização do setor de GN

2.4 Gestão Técnica Global do SNGN

A atividade de Gestão Técnica Global do SNGN assegura a coordenação do funcionamento das infraestruturas do SNGN e das infraestruturas ligadas a este sistema, abrangendo, entre outras, as seguintes atribuições:

- Gerir os fluxos de gás natural na rede de transporte, de acordo com as solicitações dos agentes de mercado, em coordenação com os operadores

das restantes infraestruturas do SNGN, no quadro da Gestão Técnica Global do SNGN.

- Monitorizar a utilização das infraestruturas do SNGN e monitorizar o nível de reservas necessárias à garantia de segurança de abastecimento no curto e médio prazo.
- Determinar e verificar as quantidades mínimas de gás que cada agente de mercado deve possuir nas infraestruturas, proporcionais às quantidades de gás transacionadas, de modo a garantir as condições mínimas exigíveis ao bom funcionamento do sistema.
- Verificar tecnicamente a operação do SNGN, após recebidas as informações relativas às programações e nomeações.
- Informar sobre a viabilidade de acesso solicitado por terceiros às infraestruturas da RNTIAT.
- Coordenar os planos de manutenção e indisponibilidades das infraestruturas do SNGN em cooperação com todos os intervenientes.
- Gerir os congestionamentos nas infraestruturas, incluindo as interligações com outros sistemas internacionais de transporte de gás natural.
- Coordenar os fluxos de informação entre os diversos agentes com vista à gestão integrada das infraestruturas do sistema de gás natural, nomeadamente os processos associados às programações e às nomeações.
- Proceder às repartições e balanços associados ao uso das infraestruturas, bem como à determinação das existências dos agentes de mercado nas infraestruturas, permitindo identificar desequilíbrios e assegurar a sua resolução.
- Proceder às liquidações financeiras associadas às transações efetuadas no âmbito desta atividade.
- Divulgar, de forma célere e não discriminatória, informação sobre factos suscetíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços.

O Gestor Técnico Global do SNGN deve observar o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento de Operação das

Infraestruturas e no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN, aprovado pela ERSE nos termos do disposto no Regulamento de Operação das Infraestruturas (Erse, 2013b).

2.5 Modelos de Mercado na Europa

Na Europa, a evolução do processo de reforma dos mercados de gás natural aponta para duas vias: desenvolvimento técnico e liberalização. Esta reforma está, porém, condicionada por especificidades dos vários mercados nacionais, pela herança de desenvolvimentos diferenciados e por procedimentos distintos. Assim, importa estabelecer uma análise adequada para avaliar comparativamente os diferentes mercados nacionais de GN, cujas respostas à dinâmica de liberalização e harmonização no sector são, efetivamente, diferenciadas.

Um primeiro ponto de partida é a capacidade dos vários países em aceder aos recursos de GN. São muito poucos os países europeus que dispõem de reservas de gás significativas, ao ponto de lhes permitir o consumo nacional e a exportação. A Noruega especializou-se na produção e exportação de gás, em razão do benefício nacional. A Holanda combinou o seu consumo doméstico com a exportação, à qual só recentemente deu maior ênfase. Neste país produtor, cujo sistema de gás é extremamente denso (quase toda a população está ligada à rede de gás), a preocupação inicial foi a de consumir internamente, sendo a exportação uma função do consumo interno. O outro grande produtor europeu, o Reino Unido, devido à sua situação geográfica, estava bastante limitado ao consumo doméstico. Posteriormente, o estabelecimento da ligação física à Bélgica veio permitir a sua exportação de GN para a Europa. A Rússia é a maior potência abastecedora de gás para a Europa. O seu elevado potencial produtivo confere-lhe um papel dominante e estratégico nas próximas décadas (Nogueira, 2004).

Para os países importadores de GN, a segurança no abastecimento tem sido basicamente garantida com os contratos TOP (*take or pay*), de longo prazo, estabelecidos com países exportadores, constituindo a única possibilidade de

assegurar o seu abastecimento de forma estável e segura. Este tipo de contratação estabelece que as quantidades deverão ser pagas independentemente de terem ou não sido utilizadas. Como resultado, o atual cenário da indústria do GN está baseado em contratos de longo prazo, com graus de flexibilidade reduzidos. A especificidade desta indústria deixa prever a dominância, ainda durante mais alguns anos, destes contratos relativamente a alternativas *spot* de mercado. A própria União Europeia reconhece as vantagens dos TOP, enquanto ferramentas estruturantes do desenvolvimento dos mercados e infraestruturas.

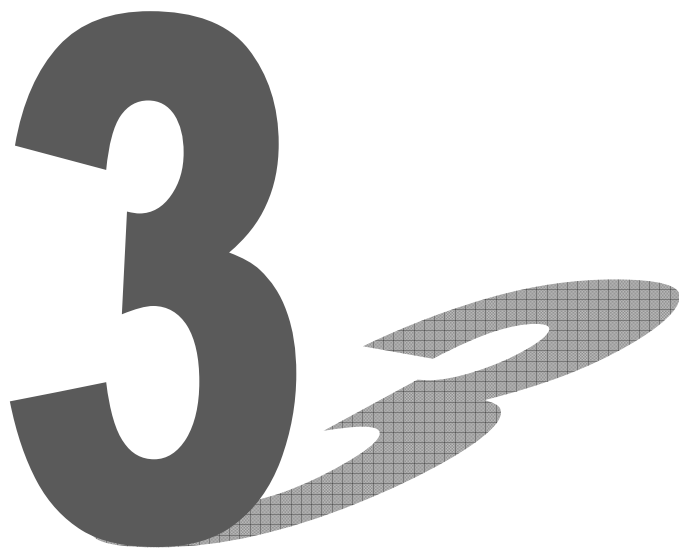
A caracterização dos mercados de gás europeus, nomeadamente a explicação dos seus desenvolvimentos passados, pode recorrer a modelos baseados em “propriedade pública” e em “entidades públicas”. O primeiro modelo está intimamente relacionado com os países dotados de grandes reservas de gás e o segundo com países sem reservas significativas. Em qualquer caso, o gás natural tende a ser visto como um bem económico que deve ser transacionado à escala europeia, em ambiente competitivo. Os referidos modelos “propriedade pública” e “entidade pública” são caracterizadores da evolução passada de mercados de GN nos vários países europeus. O novo modelo referido em (Nogueira, 2007) olha para o GN como uma *commodity*, transacionada livremente no mercado, e que é útil como referência de um verdadeiro mercado de gás competitivo.

2.6 Considerações Finais

Com este capítulo pretendeu-se dar a conhecer o estado de desenvolvimento do gás natural no setor energético português. De forma semelhante ao caminho percorrido pela eletricidade, o gás natural, deve ser enquadrado numa política regulamentar comum, respeitando os princípios elementares necessários ao bom funcionamento do mercado europeu. Foram descritas as características químicas e físicas do gás natural, assim como as teorias que explicam a origem e formação do gás natural. Foram abordadas as atividades inerentes à indústria de gás natural, as quais apresentam particularidades muito semelhantes às do setor da eletricidade. Dessa forma e assim como no

mercado elétrico, também no mercado gasista existe a necessidade de modelização e criação de um despacho económico de forma a gerir eficientemente a rede e garantir aos seus clientes uma continuidade de serviço, segurança e qualidade ao melhor preço possível. O gás natural foi introduzido em Portugal com a finalidade de disponibilizar uma nova fonte energética, competitiva, a custos acessíveis e considerada uma fonte energética limpa quando comparada com os combustíveis fósseis tradicionais, dando assim às empresas e consumidores particulares um maior leque de escolhas por parte de fontes energéticas para além de respeitar as imposições contidas no protocolo de Quioto, assim como as políticas e diretrizes criadas e divulgadas pela união europeia para diminuição da poluição produzida por unidade de energia criada.

O gás natural tem-se mostrado ser uma fonte energética competitiva tanto em relação às suas características como em relação ao seu custo, por esse motivo existem grandes investimentos ao nível europeu para o desenvolvimento e melhoramento da eficiência deste mesmo sector. Um das grandes medidas de eficiência é a criação de um bom despacho económico, minimizando perdas assim como diminuindo os custos inerentes ao transporte, que será o problema a ser tratado e estudado neste mesmo documento.



Sistema Português de Gás Natural

3. Sistema Português de Gás Natural

3.1 Rede de Transporte de Gás Natural em Portugal

A modelização do despacho económico para o gás natural que será desenvolvido e tratado neste mesmo trabalho, será aplicado à rede de gasodutos primários de alta pressão de Portugal continental. Dessa forma ao longo deste trabalho será desenvolvido uma formulação matemática que reproduza o funcionamento real do sistema nacional gasista, considerando as suas várias restrições técnicas mediante a aplicação de parâmetros adequados. No ponto 2.3.5 já foi exposto uma imagem da rede primária de gasodutos em Portugal. Partindo do traçado real, será modelizado este sistema de transporte nacional com 18 nós de carga de GN, atravessados pelos gasodutos aí existentes. Ao observar a figura 3.1 verifica-se que existem algumas regiões de Portugal continental que não contam com o abastecimento de gás por gasoduto por não disporem da infraestrutura de transporte de GN em alta pressão. Trata-se de áreas geográficas extensas, com grande densidade populacional, potencialmente excluídas dos benefícios que o gás natural lhes pode trazer. Para colmatar o problema de inexistência de infraestruturas de transporte de GN em alta pressão, nestas regiões seria necessário proceder à construção de largas centenas de quilómetros de gasodutos o que acarretaria enormes encargos a nível financeiro para a realização destas infraestruturas.

O futuro gasoduto acordado realizar entre a REN e a espanhola Enagás que passará por Trás-os-Montes terá uma extensão de 290 quilómetros dos quais 205 quilómetros será em território nacional e representará um investimento de 294 milhões de euros (Publico, 2012).

Desta forma pode-se comprovar que para monir todas as regiões nacionais de infraestruturas de transporte de GN a alta pressão exigiria um enorme esforço a nível económico, para além de um elevado período de tempo para a sua realização, umas vez que a construção de gasodutos obriga à abertura de

grandes extensões de valas e por esse motivo existirá a necessidade de morosos estudos dos solos onde o traçado do projeto se irá realizar. No entanto, mesmo que se assumisse o investimento nos gasodutos nestas regiões, iria existir um grande risco relativamente à sua comercialização, uma vez que nessas regiões não existe uma procura prévia de gás, nem os edifícios e habitações dispõem de infraestruturas para a sua receção, logo o retorno financeiro do investimento seria muito alargado. Em alternativa aos gasodutos físicos para o transporte de GN, existe os “gasodutos virtuais”, expressão já introduzida anteriormente neste mesmo trabalho. Os gasodutos virtuais como já foi referido, trata-se do transporte do gás no estado líquido desde as fontes de abastecimento até aos pontos de carga através dos percursos rodoviários em camião cisterna apropriado para o efeito. Após a receção o mesmo é armazenado nas UAGs e posteriormente injetado numa rede de distribuição local de acordo com as necessidades e procura por parte das cargas.

Na modelização realizada neste trabalho será imposto que todos os nós de carga que se encontrem sobre a influência de gasodutos físicos, serão alimentados pelos gasodutos desde a fonte até ao ponto de carga, o mesmo acontece com o transporte por gasoduto virtual, ou seja, se na região de carga não existir infraestrutura de transporte de gás o mesmo será assegurado por camião cisterna (gasoduto virtual) e dever-se-á manter este tipo de transporte desde a fonte de gás até à unidade de carga que se pretende alimentar.

Na figura 3.1, estão representados os 18 centros de consumo⁶ portugueses de GN e os respetivos gasodutos de interligação. Para não congestionar a figura, não estão traçados os gasodutos virtuais, que correspondem às restantes possíveis ligações entre os nós do sistema que não são ligados por gasoduto físico. Pela análise da figura, pode-se observar que dos dezoito distritos de Portugal Continental, treze encontram-se dentro da área de abrangência da rede primária de GN a alta pressão. Nos restantes cinco (Vila Real, Bragança, Évora, Beja e Faro) não existe abastecimento de gás por rede de transporte física.

⁶ Centro de Consumo – Por forma a simplificar os cálculos e a modelização da rede de GN, todas as cargas existentes por distrito foram agregadas num único ponto do distrito, designado por centro de consumo.



Figura 3.1 - Rede de Transporte de GN

O modelização do sistema de GN Português irá garantir que todos os distritos nacionais tenham acesso ao GN, por gasoduto físico ou virtual, visando satisfazer as necessidades das cargas aos custos mínimos, o que será o objetivo principal deste trabalho, ou seja, a modelização e realização de um despacho económico para o sistema nacional de GN.

3.2 Definição da Matriz de Distâncias

Para se poder realizar a modelização do despacho económico do GN é necessário proceder à construção de uma matriz de distâncias deste sistema. Na figura 3.2 que será apresentada de seguida estarão representados todos os gasodutos da rede nacional de transporte divididos por troços que ligam diferentes regiões diferenciados por cores, assim como os ramais de alta

pressão existentes que derivam da rede de transporte mas também são considerados como fazendo parte da rede de transporte.



Figura 3.2 - Rede nacional de transporte de GN

As diferentes características dos troços de transporte e dos ramais de alta pressão são apresentados nas tabelas 3.1, 3.2 e 3.3 respetivamente.

Tabela 3.1 - Dados da rede de transporte de GN

Gasodutos	Troço	Extensão do troço (Km)	Diametro do Gasoduto	Entrada em exploração
Lote 1	Setúbal a Leiria	173,82	DN 700/ 28"	18-03-1997
Lote 2	Leiria a Braga	164,14	DN 700/ 28"	15-04-1997
		49,88	DN 500/ 20"	15-04-1997
Lote 3	Campo Maior a Leiria	221,02	DN 700/ 28"	07-02-1997
Lote 4	Braga a Tuy	74,45	DN 500/ 20"	03-03-1998
Lote 5	Portalegre a Guarda	184,08	DN 300/ 12"	20-11-2001
Lote 6	Coimbra a Viseu	67,95	DN 500/ 20"	17-09-1999
Lote 7	Sines a Setúbal	87,31	DN 800/ 32"	26-13-2003
	Extensão total:	1022,65		

Tabela 3.2 - Dados dos Ramais de alta pressão

Gasodutos	Nº Ramais alta pressão	Origem / Destino	Comprimento (Km)	Diametro do Ramal	Entrada em exploração
Lote 1	1	Paradela ao Seixal	19,59	DN 400/ 16"	10-05-1997
	2	Paradela ao Barreiro	15,65	DN 250/ 10"
	3	Carregado a Frielas	32,89	DN 700/ 28"	21-09-1977
	4	Carregado a C.T.Carregado	1,24	DN 400/ 16"	04-09-1997
	5	Carregado a C.C.C.Termica	1,24	DN 500/ 20"	20-07-2003
	6	Abrigada ao Cartaxo	11,43	DN 200/ 8"	11-04-2002
	7	Abrigada a T.Vedras	23,73	DN 200/ 8"	01-07-1988

Tabela 3.3 - Continuação dos dados dos Ramais de alta pressão

Gasodutos	Nº Ramais alta pressão	Origem / Destino	Comprimento (Km)	Diametro do Ramal	Entrada em exploração
Lote 2	1	Biodeiro ao Carriço	19,06	DN 700/ 28"	24-03-200
	2	Carriço a Cog.Carriço	0,2	DN 200/ 8"	15-07-2002
	3	Carriço a Leirosa	10,02	DN 600/ 24"	01-12-2008
	4	Carriço a Leirosa	9,91	DN 300/ 12"	24-02-2000
	5	Leirosa a Soporcel	2,77	DN 250/ 10"	01-03-2000
	6	Leirosa a C.C.C. Lares	13,07	DN 400/ 16"	01-12-2008
	7	P.Coelheiro a Montemor	14,49	DN 150/6"	23-07-1998
	8	Aveiro a Aveiro	7,14	DN 200/ 8"	30-06-1997
	9	Estarreja a Air Líquide	4,83	DN 250/ 10"	31-10-2008
	10	Gaia a V.N.Gaia	8,44	DN 400/ 16"	29-07-1997
	11	Gondomar a C.T.Tapada	7,01	DN 600/ 24"	21-11-1997
	12	C.T.Tapada a C.T.Tapada	0,17	DN 700/ 28"	21-11-1997
	13	Quereledo a Perafita	23,74	DN 300/ 12"	01-12-2009
	14	S.C.Vale a Braga	6,5	DN 200/ 8"	04-06-1998
Lote 3	1	Pego a C.C.C. Pego	5,06	DN 400/ 16"	20-05-2010
Lote 4	1	Cachada a V.Castelo	19,58	DN 300/ 12"	22-11-2004
	2	V.Castelo a Portucel	0,66	DN 300/ 12"	22-11-2004
Lote 5	1	Almojarda a Portalegre	4,25	DN 250/ 10"	27-05-1999
Lote 6	1	Silgueiros a Viseu	8,17	DN 200/ 8"	17-09-1999
Lote 7	1	Chaparral a Ref.Sines 2	0,94	DN 300/ 12"	03-07-1905
	2	Chaparral a Ref.Sines	0,94	DN 300/ 12"	11-11-2004
	3	Chaparral a Repsol	2,4	DN 300/ 12"	31-12-2008
	4	Mitrena a Portucel	1,73	DN 250/ 10"	01-06-2009
Comprimento Total:			171,08		

A extensão da rede nacional de transporte de GN perfaz um total de 1299,5 km, valores relativos ao final do ano de 2011.

Os valores dos comprimentos e características dos gasodutos portugueses foram obtidos através da informação contida no “diagrama geral de processo da rede nacional de transporte de GN” (ERSE, 2013c).

Os gasodutos virtuais correspondem a todos os outros ramos possíveis entre dois nós (não assinalados na figura), que não estejam ligados a nenhum

gasoduto físico. O comprimento destes gasodutos portugueses foi calculado com recurso a aplicações comerciais que determinam as rotas rodoviárias mais curtas entre dois pontos (Michelin, 2013).

As distâncias entre os 18 nós da rede, que correspondam a gasodutos físicos ou virtuais, constam na matriz simétrica 18 x 18 representada na tabela 3.4.

Os valores assinalados na matriz sem sombreado correspondem a distâncias rodoviárias entre as regiões assinaladas, isto é, correspondem aos gasodutos virtuais. Os valores sombreados a amarelo correspondem às distâncias medidas em gasodutos físicos.

Todas as distâncias referidas na matriz representada na tabela 3.4 correspondem a distâncias mínimas entre distritos, de modo a encurtar distâncias para o abastecimento das cargas, diminuindo assim os custos relativos ao transporte. No que diz respeito aos gasodutos físicos presentes na rede nacional de transporte, uma vez que esta se encontra pouco emalhada não existem traçados alternativos para a distribuição por gasoduto físico, sendo o valor apresentado na matriz das distâncias como valor único uma vez que não existem alternativas, no entanto no que diz respeito aos percursos por gasoduto virtual os percursos seria de um número bastante considerável e por esse motivo foi usado uma aplicação comercial para determinar a distância rodoviária mais curta entre dois pontos de forma a minimizar os custos relativos ao transporte.

Tabela 3.4 - Matriz das distâncias da rede

		Aveiro	Beja	Braga	Bragança	Castelo Branco	Coimbra	Évora	Faro	Guarda	Leiria	Lisboa	Portalegre	Porto	Santarém	Setúbal	Viana do Castelo	Vila Real	Viseu
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Aveiro	1	0	395	102,72	277	360,83	46,02	311	496	458,24	103,67	251,38	274,16	73,84	164,83	277,49	180,04	160	113,97
Beja	2	395	0	500	540	275	340	80	147	366	280	177	180	446	206	144	521	520	425
Braga	3	102,72	500	0	225	471,18	156,37	417	601	568,59	214,02	361,73	384,51	36,51	275,18	387,84	69,69	108	216,69
Bragança	4	277	540	225	0	270	289	462	727	177	359	492	361	214	424	526	280	120	204
Castelo Branco	5	360,83	275	471,18	270	0	315,11	196	461	97,41	257,16	404,87	86,67	434,68	147,33	430,98	540,87	276	383,06
Coimbra	6	46,02	340	156,37	289	315,11	0	256	441	412,22	57,65	205,36	228,14	119,86	118,81	231,47	226,06	184	67,95
Évora	7	311	80	417	462	196	256	0	227	288	196	132	102	363	122	99	437	436	342
Faro	8	496	147	601	727	461	441	227	0	553	381	279	327	548	308	245	622	622	527
Guarda	9	458,24	366	568,59	177	97,41	412,22	288	553	0	354,57	502,28	184,08	532,08	293,41	528,39	638,28	182	480,17
Leiria	10	103,67	280	214,02	359	257,16	57,65	196	381	354,57	0	147,71	170,47	177,51	61,16	173,82	283,71	254	125,6
Lisboa	11	251,38	177	361,73	492	404,87	205,36	132	279	502,28	147,71	0	318,18	325,22	208,87	91,89	431,42	386	273,31
Portalegre	12	274,16	180	384,51	361	86,67	228,14	102	327	184,08	170,49	318,18	0	347,99	110,43	344,29	454,2	366	296,07
Porto	13	73,84	446	36,51	214	434,68	119,86	363	548	532,08	177,51	325,22	347,99	0	238,67	351,33	106,2	96	187,81
Santarém	14	164,83	206	275,18	424	147,33	118,81	122	308	293,41	61,16	208,87	110,43	238,67	0	234,98	344,87	317	186,76
Setúbal	15	277,49	144	387,84	526	430,98	231,47	99	245	528,39	173,82	91,89	344,29	351,33	234,98	0	457,53	420	299,42
Viana do Castelo	16	180,04	521	69,69	280	540,87	226,06	437	622	638,28	283,71	431,42	454,2	106,2	344,87	457,53	0	163	294,01
Vila Real	17	160	520	108	120	276	184	436	622	182	254	386	366	96	317	420	163	0	99
Viseu	18	113,97	425	216,69	204	383,06	67,95	342	527	480,17	125,6	273,31	296,07	187,81	186,76	299,42	294,01	99	0

3.3 Evolução da Procura

A procura de gás natural, como qualquer outra forma de energia, tem uma relação biunívoca com a economia: por um lado, o nível da procura depende do estágio de desenvolvimento económico, da taxa de crescimento da economia e da competitividade do seu preço relativamente aos dos outros combustíveis alternativos; por outro lado, o modo de desenvolvimento do setor do gás natural pode influenciar o desenvolvimento económico na medida em que pode introduzir um fator de aumento de produtividade no tecido produtivo. No caso de Portugal, em que o gás natural foi introduzido mediante um projeto apoiado pelo próprio Governo e pela União Europeia, um dos objetivos a prosseguir era o de oferecer à economia nacional uma forma de energia mais competitiva e facilitadora do seu crescimento (Erse, 2007).

O rápido desenvolvimento que se tem verificado na indústria gasista é uma consequência direta do largo aumento da procura quer ao nível do mercado convencional (clientes indústrias e doméstico-comerciais), quer ao nível da produção de eletricidade. Indiferente ao esfasamento temporal relativo ao início das atividades gasistas entre Portugal e Espanha, a procura de GN nos países Ibéricos tem incrementado muito nos últimos anos e apresenta indícios de um crescimento continuado nas próximas décadas (Inega, 2005).

As unidades utilizadas para a contagem do gás variam de país para país, sendo umas unidades mais utilizadas e conhecidas e outras porém não tão populares. Antes de ser expresso a evolução dos consumos relativamente ao GN é oportuno dar a conhecer as unidades de contagem de gás mais usuais, pode ser o metro cúbico (utilização vulgar nos EUA), a termia⁷ (mais usual em Inglaterra), o kWh (usual em Espanha), ou o Joule (que é a unidade do Sistema Internacional, embora não seja a mais utilizada).

Em Portugal, o contador tradicional mede o volume de GN consumido em metros cúbicos, sendo faturado pela Galp Gás Natural, SA às empresas distribuidoras em €/m³. Para grandes clientes existem contadores mais

⁷ O valor de uma termia é 1,16 kWh

sofisticados que permitem medir diretamente energia consumida em Joule (J) ou em kWh.

A faturação em unidades de energia (kWh ou J) permite a comparação do consumo em diversos níveis de pressão, a diferentes temperaturas ou entre diferentes tipos de gás. A faturação em kWh⁸ permite mais facilmente a comparação de consumos e preços entre energia elétrica e gás natural, o que é vantajoso em sistemas nos quais estas formas de energia funcionam como bens alternativos e/ou complementares (EnergyBusiness, 2006).

Para o consumo medido em m³, utiliza-se a equivalência energética considerada em (Nogueira, 2007):

$$1 \text{ MWh} = 94,962 \text{ m}^3(n) \text{ de GN}$$

$$1 \text{ KWh} = 0,094962 \text{ m}^3(n) \text{ de GN}$$

$$1000\text{m}^3 = 10,53 \text{ MWh}$$

$$1\text{m}^3 = 10,53 \text{ kWh}$$

De acordo com a fonte (Erse, 2012b), a evolução de consumo de GN registada de 2005 a 2011 foi a descrita na tabela 3.5.

Segundo esta mesma fonte, no ano de 2010 cerca de 43,59% do consumo total de GN foi correspondente à rede nacional de distribuição; 13,55% corresponde a clientes industriais que recebem GN a alta pressão e 42,86 % corresponde ao valor de GN que é entregue ao setor do mercado elétrico.

Tabela 3.5 - Evolução do Consumo de GN

Ano	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consumo Total (Mm3)	4.234	4.596	5.377	5.638	5.289	4.926	5.365
Consumo Total (GWh)	44.584	48.396	56.620	59.368	55.696	51.871	56.494

⁸ A conversão de metros cúbicos para kWh é feita recorrendo a um coeficiente que tem em consideração as condições de pressão, temperatura e poder calorífico do gás (em fase gasosa, medido a 0° C e à pressão de 760 mm de Hg) no ponto de medição. Este coeficiente figura na fatura.

3.4 Criação de cenários de consumo de GN

De forma a poder simular e testar a modelização do despacho económico de GN apresentada no capítulo 5, mostra-se necessário a criação de diferentes cenários para se poder analisar os resultados e assim se tirarem conclusões.

Os diferentes tipos de carga, nomeadamente o mercado elétrico (ME), os consumidores industriais (AP) e os consumidores da rede nacional de distribuição (RND) serão agregados numa única unidade localizada no centro de cada distrito de maneira a simplificar o despacho e o cálculo das distâncias e diferentes custos envolvidos no transporte. Para criar cenários e distribuição de consumos de GN mais realistas em todos os 18 distritos portugueses foi necessário conhecer e obter informação em relação ao número de empresas e instituições que recebem GN em alta pressão assim como o local onde operam. As empresas ou entidades que recebem o GN diretamente da rede nacional de transporte são do tipo AP e ME, obtendo-se a distribuição que será apresentada na tabela 3.6 e 3.7 respetivamente.

Tabela 3.6 - Clientes do tipo AP

Clientes do tipo AP	Localidade	Distrito
Refinaria	Chaparral	Setúbal
Refinaria		
Repsol		
Artenius		
Evonik		
Reserva		
Portucel	Mitrena	
Air Líquide	Estarreja	Aveiro
Refinaria	Perafita	Porto

Tabela 3.7 - Clientes do tipo ME

Clientes do tipo ME	Localidade	Distrito
C.C.C Sines TG1	Sines	Setúbal
C.C.C Sines TG2		
CPPE Carregado	Carregado	Lisboa
C.T.Térmica		
C.C.C Tejo TG1	Pego	Santarém
C.C.C Tejo TG2		
C.C.C Lares Caldeiras	Leirosa	Coimbra
C.C.C Lares TG1		
C.C.C Lares TG2		
C.C.C F. da Foz TG1	Figueira da Foz	
C.C.C F. da Foz TG1		
C.C.C Tapada	Gondomar	Porto

Os cenários criados serão relativos ao ano de 2011. Utilizando a mesma proporção verificada no ano anterior (2010) relativamente aos diferentes tipos de clientes determinou-se assim as quantidades de GN em m^3 que cada grupo de clientes consumiu no ano de 2011.

Em 2010 43,59% do consumo correspondeu à RND; 42,86% correspondeu às ME e 13,55% correspondeu às AP, assim usando a mesma proporção no ano de 2011 podemos obter:

$$\text{Consumo verificado em 2011} = 5365 * 10^6 m^3$$

$$RND = 0,4359 * 5365 * 10^6 = 2,3386 * 10^9 m^3$$

$$AP = 0,1355 * 5365 * 10^6 = 7,2696 * 10^8 m^3$$

$$ME = 0,4286 * 5365 * 10^6 = 2,2994 * 10^9 m^3$$

Para a criação de cenários será considerado dois grandes períodos, o período de verão e o período de Inverno. O período de Verão correspondente aos meses: Abril; Maio; Junho; Julho; Agosto e Setembro. O período de Inverno

corresponde aos meses: Outubro; Novembro; Dezembro; Janeiro; Fevereiro e Março. Para além dos dois períodos criados será também considerado consumos diferentes entre os dias semanais e os dias de fim-de-semana.

No ano de 2011 e de acordo com os limites dos períodos criados, obtém-se no período de Verão um total de 183 dias dos quais 52 correspondem a dias de fim-de-semana, no que diz respeito ao período de Inverno obtém-se um total de 182 dias dos quais 53 correspondem a dias de fim-de-semana (sábado e domingo).

3.4.1 Tratamento dos dados relativos aos Clientes do tipo ME

Relativamente aos consumos de GN por parte dos ME o valor total de consumo determinado será dividido de igual forma por todos os 12 clientes, assim sendo:

$$ME = \frac{2,2994 * 10^9}{12} = 1,91617 * 10^8 m^3$$

3.4.1.1 Período de Verão

Relativamente ao período de verão considera-se que existe uma produção de energia elétrica de cerca de 40% do total produzido anualmente, (comparativamente ao período de inverno este produzirá 60% da totalidade de energia produzida anualmente), uma vez que existem mais horas diárias de luz natural diminuindo assim as necessidades de energia para iluminação para além de não existir necessidades de aquecimento neste período do ano, obtendo-se assim:

Total de GN correspondente ao período de Verão:

$$1,91617 * 10^8 * 0,4 = 7,6647 * 10^7 m^3$$

Como foi referido anteriormente, existirá também a distinção entre cenários em dias semanais e em dias de fim-de-semana. Neste caso para o período de verão considera-se uma redução de 20% do consumo ao fim-de-semana

comparado aos dias semanais, uma vez que geralmente aos fins-de-semana as pessoas passam mais tempo fora de casa e aproveitam por exemplo para ir à praia e passear.

Total de GN por dia de fim-de-semana:

$$\frac{7,6647 * 10^7}{183} = 418836 \text{ m}^3$$

$$418836 * 52 * 0,8 = 1,74236 * 10^7 \text{ m}^3$$

$$\frac{1,74236 * 10^7}{52} = 335069 \text{ m}^3$$

Total de GN por dia semanal:

$$418836 * 131 + 418836 * 52 * 0,2 = 5,922 * 10^7 \text{ m}^3$$

$$\frac{5,922 * 10^7}{131} = 452061 \text{ m}^3$$

3.4.1.2 Período de Inverno

Como já foi referido anteriormente o período de Inverno terá um consumo superior ao período de Verão, dessa forma o total de GN consumido neste período será:

$$1,91617 * 10^8 * 0,6 = 1,1497 * 10^8 \text{ m}^3$$

Total de GN por dia de fim-de-semana:

No período de Inverno relativamente aos fim-de-semanas, apenas se considera uma redução de 10% comparativamente aos dias semanais, uma vez que

existe uma maior resistência para as pessoas saírem de casa devido ao mau tempo e devido às necessidades constantes de aquecimento.

$$\frac{1,1497 * 10^8}{182} = 631703 \text{ m}^3$$

$$631703 * 0,9 = 568532 \text{ m}^3$$

Total de GN por dia semanal:

$$631703 * 129 + 631703 * 53 * 0,1 = 8,48377 * 10^7 \text{ m}^3$$

$$\frac{8,48377 * 10^7}{129} = 657657 \text{ m}^3$$

Os valores determinados para o ME podem ser observados na tabela 3.8, os valores de GN por hora são obtidos dividindo o total de GN por dia pelas 24 horas de forma igual.

Tabela 3.8 - Consumo de GN pelos ME

Unidade ME	Distrito	Período de Verão		Período de Verão	
		Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)	Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)
C.C.C Sines TG1	Setúbal	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83
C.C.C Sines TG2	Setúbal	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83
CPPE Carregado	Lisboa	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83
C.T.Termica	Lisboa	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83
C.C.C Tejo TG1	Santarem	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83
C.C.C Tejo TG2	Santarem	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83
C.C.C Lares Caldeiras	Coimbra	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83
C.C.C Lares TG1	Coimbra	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83
C.C.C Lares TG2	Coimbra	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83
C.C.C F.da Foz TG1	Coimbra	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83
C.C.C F.da Foz TG2	Coimbra	18835,86	13961,21	27402,38	23688,83

3.4.2 Tratamento dos dados relativos aos Clientes do tipo AP

Relativamente aos consumos de GN por parte dos AP o valor total de consumo determinado será dividido de igual forma por todos os 9 clientes, assim sendo:

$$ME = \frac{7,2696 * 10^8}{9} = 8,0773 * 10^7 m^3$$

3.4.2.1 Período de Verão

Relativamente ao período de verão considera-se que existe uma diminuição de produção, considerou-se que neste período o consumo de gás natural é de apenas 30% relativamente à totalidade de consumo anual, uma vez que é durante este período que existem uma maior procura de férias por parte dos trabalhadores, e algumas unidades industriais chegam a fechar portas durante algum tempo neste período do ano obtendo-se assim:

Total de GN correspondente ao período de Verão:

$$8,0773 * 10^7 * 0,3 = 2,42319 * 10^7 m^3$$

Neste caso para o período de verão considera-se uma redução de 30% do consumo ao fim-de-semana comparado aos dias semanais, uma vez que geralmente as empresas apresentam défice de trabalhadores durante este período do ano e os períodos de fim-de-semana geralmente são os dias de folga da maioria dos trabalhadores.

Total de GN por dia de fim-de-semana:

$$\frac{2,42319 * 10^7}{183} = 132415 m^3$$

$$132415 * 0,7 = 92690,5 m^3$$

Total de GN por dia semanal:

$$132415 * 131 + 132415 * 52 * 0,3 = 1,9412 * 10^7 m^3$$

$$\frac{1,9412 * 10^7}{131} = 148183 m^3$$

3.4.2.2 Período de Inverno

Como já foi referido anteriormente o período de Inverno terá um consumo superior ao período de Verão, dessa forma o total de GN consumido neste período será:

$$8,0773 * 10^7 * 0,7 = 5,6541 * 10^7 m^3$$

Total de GN por dia de fim-de-semana:

No período de Inverno relativamente aos fim-de-semanas, considera-se uma redução de 30% comparativamente aos dias semanais, uma vez que grande parte das empresas apresentam uma produção em números menores nos períodos de fim-de-semana devido às folgas dos funcionários.

$$\frac{5,6541 * 10^7}{182} = 310665 m^3$$

$$631703 * 0,7 = 217466 m^3$$

Total de GN por dia semanal:

$$310665 * 129 + 310665 * 53 * 0,3 = 4,5015 * 10^7 m^3$$

$$\frac{4,5015 * 10^7}{129} = 348957 m^3$$

Os valores determinados para o AP podem ser observados na tabela 3.9, os valores de GN por hora são obtidos dividindo o total de GN (por dia) pelas 24 horas de forma igual.

Tabela 3.9 - Consumo de GN pelos clientes AP

Unidade ME	Distrito	Período de Verão		Período de Verão	
		Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)	Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)
Refinaria	Setúbal	6174,29	3862,12	14539,88	9061,08
Refinaria	Setúbal	6174,29	3862,12	14539,88	9061,08
Repsol	Setúbal	6174,29	3862,12	14539,88	9061,08
Artenius	Setúbal	6174,29	3862,12	14539,88	9061,08
Evonik	Setúbal	6174,29	3862,12	14539,88	9061,08
Reserva	Setúbal	6174,29	3862,12	14539,88	9061,08
Portucel	Setúbal	6174,29	3862,12	14539,88	9061,08
Ail Líquide	Aveiro	6174,29	3862,12	14539,88	9061,08
Refinaria	Porto	6174,29	3862,12	14539,88	9061,08

3.4.3 Tratamento dos dados relativos aos Clientes do tipo RND

Relativamente aos clientes englobados no grupo RND, considera-se que a distribuição dos consumos será proporcional à população existente em cada distrito.

3.4.3.1 Período de Verão

Relativamente ao período de verão considera-se que existe um consumo de cerca de 35% do total de gás natural consumido anualmente, uma vez que existe menores necessidades de aquecimento tanto para conforto habitacional como de águas sanitárias entre outros. De realçar que os restantes 65 % representaram a percentagem relativa aos consumos verificados no período de inverno.

Total de GN correspondente ao período de Verão:

$$2,3386 * 10^9 * 0,35 = 8,1851 * 10^8 m^3$$

Neste caso para o período de verão considera-se uma redução de 20% do consumo ao fim-de-semana comparado aos dias semanais, já que neste período do ano a maioria da população está menos tempo em casa para disfrutar de passeios, praia entre muitas outras atividades.

Total de GN por dia de fim-de-semana:

$$\frac{8,1851 * 10^8}{183} = 4,47273 * 10^6 m^3$$

$$4,47273 * 10^6 * 0,8 = 3,57819 * 10^6 m^3$$

Total de GN por dia semanal:

$$4,47273 * 10^6 * 131 + 4,47273 * 10^6 * 52 * 0,2 = 6,3244 * 10^8 m^3$$

$$\frac{6,3244 * 10^8}{131} = 4,8278 * 10^6 m^3$$

3.4.3.2 Período de Inverno

Como já foi referido anteriormente o período de Inverno terá um consumo superior ao período de Verão, dessa forma o total de GN consumido neste período será:

$$2,3386 * 10^9 * 0,65 = 1,5201 * 10^9 m^3$$

Total de GN por dia de fim-de-semana:

No período de Inverno relativamente aos fim-de-semanas, considera-se uma redução de apenas 10% comparativamente aos dias semanais, uma vez que existe continuidade das necessidades de aquecimento e para além disso existe

uma maior resistência por parte da população para sair de casa em condições más de tempo.

$$\frac{1,5201 * 10^9}{182} = 8,3521 * 10^6 m^3$$

$$8,3521 * 10^6 * 0,9 = 7,5169 * 10^6 m^3$$

Total de GN por dia semanal:

$$8,3521 * 10^6 * 129 + 8,3521 * 10^6 * 53 * 0,1 = 1,1217 * 10^9 m^3$$

$$\frac{1,1217 * 10^9}{129} = 8,6953 * 10^6 m^3$$

Os valores determinados para a RND podem ser observados na tabela 3.10, os valores de GN por hora são obtidos dividindo o total de GN (por dia) pelas 24 horas de forma igual e a distribuição dos consumos de GN é determinada de acordo com a proporção da população de cada distrito como já foi referido anteriormente.

Tabela 3.10 - Consumo de GN por clientes RND

Distrito	População	Período de Verão		Período de Inverno	
		Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)	Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)
Lisboa	21,30%	42846,9	31756,4	77170,4	66712,5
Porto	17,10%	34398,2	25494,6	61953,8	53557,9
Setúbal	8,10%	16293,9	12076,4	29346,5	25369,6
Braga	8%	16092,8	11927,3	28984,3	25056,4
Aveiro	6,80%	13678,8	10138,2	24636,6	21298
Leiria	4,50%	9052,2	6709,1	16303,6	14094,2
Santarem	4,30%	8649,8	6410,92	15579	13467,8
Faro	4,30%	8649,8	6410,92	15579	13467,8
Coimbra	4,10%	8247,5	6112,8	14854,4	12841,4
Viseu	3,60%	7241,8	5367,3	13042,9	11275,4
Viana do Castelo	2,30%	4626,7	34291	8333	7203,7
Vila Real	2%	4023,2	2981,8	7246	6264,1
Castelo Branco	1,90%	3822	2832,7	6883,8	5950,9
Évora	1,60%	3218,6	2385,5	5796,8	5011,3
Guarda	1,50%	3017,4	2236,4	5434,5	4698,1
Beja	1,40%	2816,2	2087,3	5072,3	4384,9
Bragança	1,30%	2615,1	1938,19	4710	4071,7
Portalegre	1,10%	2212,8	1640	3985,3	3445,3

3.4.4 Resumo dos cenários criados

Os consumos apresentados separadamente por tipo de cliente, nomeadamente: ME, AP e RND serão agora agregados numa única tabela de forma a se poder conhecer o consumo total por distrito e assim se poder testar o despacho económico de GN em Portugal em diferentes cenários de consumo como foram explicados e justificados neste mesmo capítulo. A tabela 3.11 apresenta os consumos agregados por distrito e por cenário considerados.

Tabela 3.11 - Consumos de GN Agregados

Distrito	Período de Verão		Período de Inverno	
	Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)	Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)
Lisboa	80518,62	59678,82	131975,16	114090,16
Porto	59408,35	43317,93	103896,06	86307,81
Setúbal	97185,65	67033,66	185930,42	136174,82
Braga	16092,8	11927,3	28984,3	25056,4
Aveiro	19853,09	14000,32	39176,48	30359,08
Leiria	9052,2	6709,1	16303,6	14094,2
Santarem	46321,52	34333,34	70383,76	60845,46
Faro	8649,8	6410,92	15579	13467,8
Coimbra	102426,8	75918,85	151866,3	131285,55
Viseu	7241,8	5367,3	13042,9	11275,4
Viana do Castelo	4626,7	34291	8333	7203,7
Vila Real	4023,2	2981,8	7246	6264,1
Castelo Branco	3822	2832,7	6883,8	5950,9
Évora	3218,6	2385,5	5796,8	5011,3
Guarda	3017,4	2236,4	5434,5	4698,1
Beja	2816,2	2087,3	5072,3	4384,9
Bragança	2615,1	1938,19	4710	4071,7
Portalegre	2212,8	1640	3985,3	3445,3

3.5 Preparação dos Dados relativos aos Custos

Para se poder realizar a modelização do despacho económico do GN um dos parâmetros essenciais para a realização do mesmo são os custos, nomeadamente os custos envolvidos no transporte do GN desde as UFGs até

às UAGs ou então aos clientes diretamente alimentados a alta pressão através da rede nacional de transporte de gás.

Os custos inerentes ao transporte de GN são uma parcela muito significativa do valor pago pelo cliente final na faturação de GN, por esse motivo é muito importante ter em atenção o custo envolvido por cada quilometro de percurso de forma a determinar qual o melhor local para se proceder à injeção de gás na rede e assim satisfazer as cargas ao menor preço possível.

Neste ponto será analisada a formação dos preços, com base nos valores atuais do sistema. Para além dos custos relativos ao transporte de GN através de gasoduto físico, será também tratado os custos de transporte através de gasoduto virtual de modo a poder satisfazer a procura nos locais que não se vêm abrangidos pela rede de transporte de GN.

3.6 Custos de Transporte em Gasoduto Físico

3.6.1 Custo de Aquisição do Gás Natural

O comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento à atividade regulada através dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*. O gás natural liquefeito (GNL) é adquirido à Nigéria (NLG) através de três contratos, enquanto o gás natural é comprado na Argélia através de um contrato com a Sonatrach (via gasoduto).

A ERSE analisa a evolução do custo unitário do gás natural, a qual está relacionada com a evolução do custo do petróleo, uma vez que os custos dos contratos de aprovisionamento de gás natural estão indexados aos preços do petróleo e dos seus derivados.

Na Figura 3.3 (ERSE, 2011b) apresenta-se a evolução do preço do barril de petróleo ao longo de meses compreendidos entre 2009 e 2011, sendo notória a tendência de crescimento, tanto em euros como em dólares.

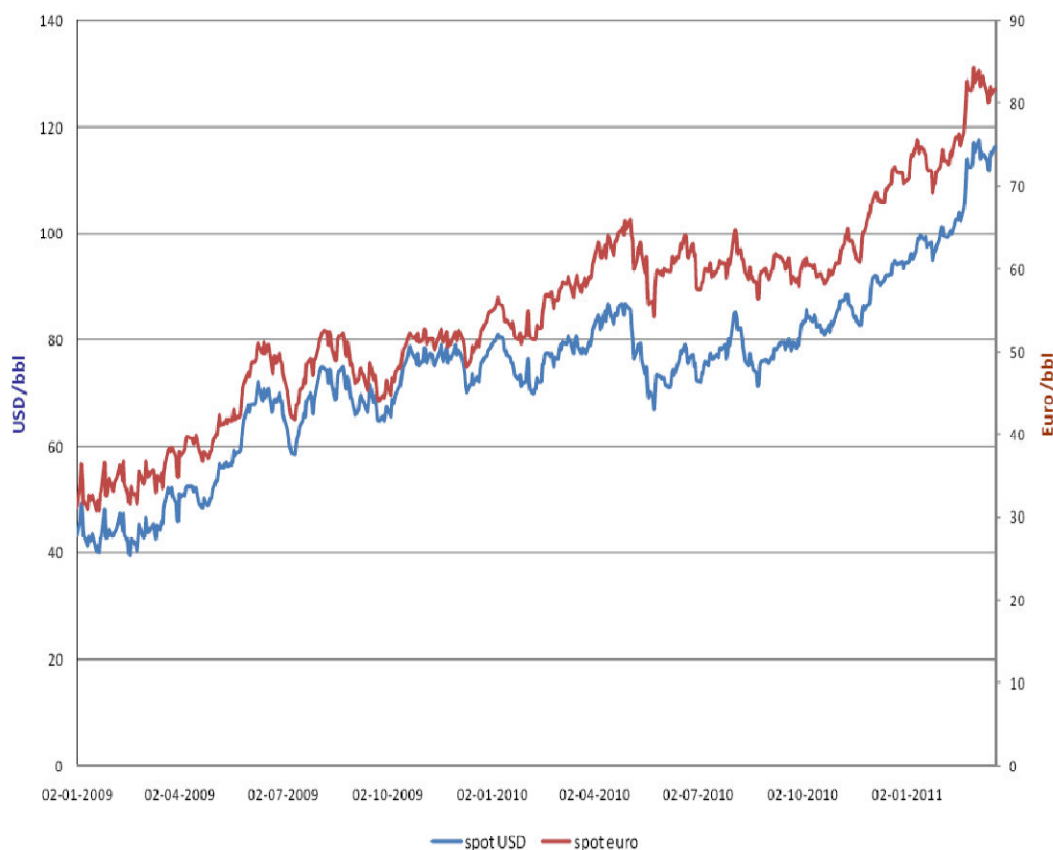


Figura 3.3 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros

Relativamente ao ano de 2011 existiu uma perspetiva que apontava para um aumento do preço do petróleo em USD no segundo trimestre, relativo ao valor implícito nas tarifas anuais para esse trimestre sendo de 83 USD/bbl. Perspetivou-se também uma diferença ainda maior quando o preço do petróleo é valorizado em euros, devido à tendência de desvalorização da moeda europeia iniciada no final de 2009, como se pode observar na figura 3.4 (ERSE, 2011b). A taxa de câmbio EUR/USD implícita nas tarifas anuais é de 1,35 o que reflete uma valorização do Euro superior às expectativas atuais.

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda os chamados “Outros custos”, que contemplam a utilização das infraestruturas de gás natural (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural e Transporte de gás natural), os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da atividade do comercializador do SNGN (Erse, 2011b).



Figura 3.4 - Evolução da cotação EUR/USD

Assim, na Figura 3.5 (ERSE,2011b) apresenta-se a evolução do custo unitário de aquisição do gás natural, no referencial dos contratos de *take or pay*, para os últimos dois trimestres do ano 2010 e para os três primeiros trimestres de 2011, tendo em conta a informação disponível em Março de 2011.

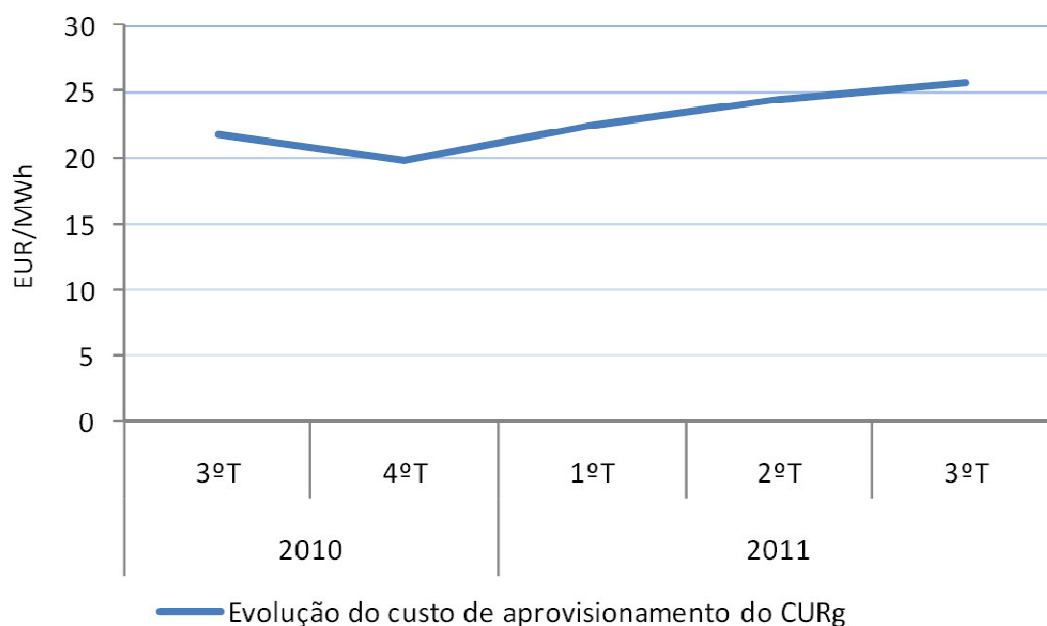


Figura 3.5 - Evolução dos custos unitários de GN - referencial dos contratos ToP

A análise destes dados evidencia uma evolução crescente do custo unitário de aquisição do gás natural, face ao publicado nas tarifas do 2.º trimestre do ano 2011, pelo que o custo unitário de aquisição do gás natural para o ano gás 2011-2012 é de 2,7 cent€/kWh (Erse, 2011b).

3.6.2 Custo de transporte em Gasoduto Físico

Com bases nas relações entre as unidades de medida utilizadas na quantificação do gás, obtém-se que:

$1m^3 = 10,53 kWh$, assim o preço determinado anteriormente equivale a 0,2843 €/m³ de GN.

O valor de 0,2843 €/m³ determinado anteriormente não corresponde de facto ao valor médio que é cobrado aos clientes por parte dos distribuidores como se pode observar na tabela 3.12, uma vez que estes valores incorporam uma margem relativa à distribuição e tarifas relativas ao uso do terminal de receção de GN, transporte, regaseificação entre outros.

Tabela 3.12 - Preço médio de fornecimento de GN por distribuidor

Preços	(€/m3)
Beiragás	0,5855
Dianagás	0,5897
Duriensegás	0,5897
EDPgás	0,5895
Lisboagás	0,5855
Lusitaniagás	0,5918
Mediagás	0,5897
Paxgás	0,5897
Setgás	0,5834
Sonorgás	0,5897
Tagusgás	0,5876

Como se pode observar na tabela 3.6, o preço médio unitário de fornecimento de gás aos clientes finais é cerca de 2,1 vezes superiores ao preço de recessão do GN. De facto, esta observação tem como objetivo reforçar a

perceção de que os preços que interessam ao caso específico de estudo são os preços relativos às tarifas mais especificamente os custos efetivos do transporte de gás que serão abordados neste documento. O valor anteriormente obtido, ou seja, $0,2843 \text{ €/m}^3$ não corresponde ao valor essencial para a realização da modelização do despacho económico, pois o valor aqui em causa seria expresso em $\text{€/m}^3/\text{km}$, o que corresponderia ao custo por unidade de comprimento de transporte. Uma vez que se verificou impossível conseguir encontrar em algum documento oficial o preço relativamente a cada unidade de transporte, pois estes preços variam de entidade distribuidora para entidade distribuidora. O preço considerado para uma unidade de comprimento de transporte foi baseada no valor determinado por (Nogueira, 2007) na dissertação de doutoramento “Localização de Unidades de Fornecimento de Gás Natural na Rede Primária de Gasodutos”, o valor encontrado foi de $0,248 \text{ €/1000m}^3/\text{km}$ para um valor unitário de gás de $0,16 \text{ €/m}^3$, utilizando a mesma proporção entre o preço unitário de gás e o preço unitário de transporte, obtém-se $0,441 \text{ €/1000m}^3/\text{km}$ que será o valor utilizado em capítulo posterior para a modelização do despacho económico.

3.7 Custos de Transporte em Gasoduto Virtual

Como já foi referido no capítulo anterior, existem 5 distritos Portugueses que vêm o seu território privado de infraestruturas de transporte de GN, nomeadamente: Vila Real; Bragança; Évora; Beja e Faro.

Dessa forma o abastecimento e a resposta às necessidades das cargas e da população são satisfeitas através de do transporte de GNL através de camiões cisterna (gasoduto virtual) que terá um custo superior ao custo de transporte por gasoduto físico, quando não se entra em linha de conta com os avultados investimentos para a criação e gestão da rede física de transporte de GN. Embora o transporte de gás por gasoduto virtual evitar o elevado investimento em redes físicas de transporte, o custo de transporte de cada unidade de gás por quilómetro verifica-se superior comparativamente ao transporte por gasoduto físico. Dessa forma será de esperar que as concessionárias que recebem o GN através da rede virtual de transporte apresentem um preço de

distribuição superior relativamente às outras concessionárias que recebem o gás através da rede física de transporte. Na verdade antes da liberalização do setor, a disparidade de preços era bastante acentuada como se pode verificar com a observação da tabela 3.12, sendo um dos motivos o custo mais elevado relativamente ao transporte, no entanto com a liberalização do setor, com a competitividade mais aguerrida e com os melhoramentos da eficiência no setor os preços de fornecimento de gás aos clientes por parte das concessionárias mostra-se bastante idêntico como se viu anteriormente na tabela 3.6.

Tabela 3.13 - Preço médio de fornecimento de GN por distribuidor (Erse, 2003)

Preços	(€/m³)
Lisboagás	0,4585
Portgás	0,3441
Setgás	0,3961
Lusitaniagás	0,3542
Tagusgás	0,2452
Duriensegás	0,5047
Beiragás	n.d.
Medigás	0,3814
Dianagás	0,2917

Por esse motivo torna-se ainda mais difícil conseguir determinar e estimar o custo relativamente ao transporte de gás por gasoduto virtual, uma vez que não existem disponíveis dados reais nem informações que nos indiquem o preço real por quilómetro de distribuição de gás. De forma a colmatar esta dificuldade, teve-se em linha de conta os dados e algumas metodologias verificadas por (Nogueira, 2007) na dissertação de doutoramento “Localização de Unidades de Fornecimento de Gás Natural na Rede Primária de Gasodutos”, relativamente ao preço de transporte por gasoduto virtual.

De acordo com os dados apresentados na altura (2007), o preço médio de fornecimento de gás das empresas licenciadas de distribuição de GN assumia um valor de aproximadamente 1,2 vezes o preço do GN fornecido pelas empresas concessionárias da distribuição, sendo então arbitrado que o preço

do transporte por gasoduto virtual seria também 1,2 vezes mais elevado que o custo por gasoduto físico.

Neste trabalho será mantida a mesma relação, sendo assim o valor de transporte de GN de 0,529 €/1000m³/km em gasoduto virtual, que será um dos parâmetros utilizados em capítulo posterior para a modelização e simulação do despacho económico de GN. De forma a distinguir estes dois tipos de custos, foi associada uma variável a cada uma, sendo representado por α o custo quilométrico por gasoduto físico e por β o custo de transporte quilométrico por gasoduto virtual.

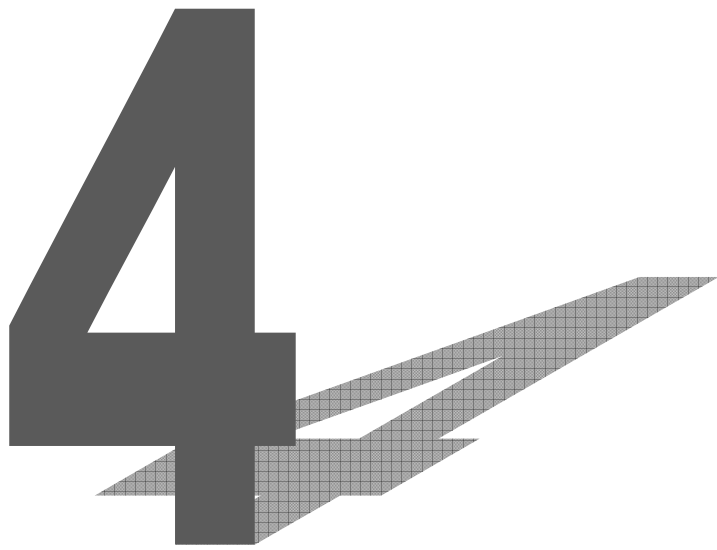
3.8 Considerações finais

Neste capítulo modelizou-se a rede primária Portuguesa de gasodutos de alta pressão, que servirá mais tarde de suporte à aplicação da modelização do despacho económico de gás proposto neste trabalho.

A rede foi modelizada com 18 nós, correspondendo cada nó a um dos 18 distritos Portugueses. Esta modelização admitiu não só a representação de gasodutos físicos, mas também a representação de um modo alternativo de transporte de GN: os gasodutos virtuais (transporte do combustível liquefeito por camião). Naturalmente, cada modo de transporte de GN exigiu uma parametrização de custos unitários diferenciada.

Neste mesmo capítulo foi também criado diferentes cenários de consumo para cada distrito, tendo em linha de conta com os tipos de clientes existentes, diferentes padrões de consumo relativamente entre dias semanais e dias de fim-de-semana, assim como uma distinção entre os padrões de consumo entre os períodos de inverno e verão.

Estes diferentes cenários serão posteriormente simulados e analisados na modelização do despacho económico da rede de gás que é o objetivo e o problema principal deste trabalho.



Modelização do despacho económico de Gás Natural

4. Modelização do despacho económico de Gás Natural

4.1 Definição do Problema

Desde que se começou a usar as mais diversas fontes energéticas existentes no planeta, a favor do desenvolvimento e conforto da população que existe a necessidade de fazer a gestão, manutenção, e desenvolvimento de técnicas e ferramentas para o bom funcionamento do sistema.

Partindo de uma grande semelhança entre o mercado elétrico e o mercado gasista, ambos compreendem muitas etapas semelhantes até a energia chegar aos consumidores finais. Uma das grandes diferenças entre o mercado gasista e o mercado elétrico é a dependência total de países produtores no que diz respeito ao mercado gasista, no mercado elétrico Portugal produz uma quantidade de energia significativa através dos seus recursos naturais, no entanto o diagrama de cargas é assegurado por centrais térmicas em que os combustíveis dependem da exportação de países produtores como é o que acontece com o GN. Para tornar o GN uma fonte energética competitiva existe a necessidade da diminuição dos preços do mesmo, no entanto essa diminuição do preço não é algo simples de se fazer. Uma vez que Portugal depende de países produtores, o preço de aquisição de GN irá depender de muitos fatores como instabilidade nesses países, subida dos preços do petróleo, crises petrolíferas, inflações, desvalorização da moeda europeia entre muitos outros aspetos que podem fazer com que o preço do gás “dispare” sem que Portugal nessa parcela possa intervir.

Porém o preço de aquisição de GN a países importadores por parte do comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (Galp Gás Natural, SA) é só uma parcela da constituição do preço atribuído aos consumidores finais por m^3 de GN fornecido, podendo-se assim entrever nas outras parcelas constituintes do preço de forma a reduzir o mesmo. Uma das formas em que se

pode intervir é na realização de um despacho económico (que é aliás o problema principal desta dissertação de mestrado) de modo a garantir custos mínimos de transporte e diminuição das perdas que iria acarretar custos também para o consumidor. Para a realização do despacho económico de GN é necessário promover uma gestão técnica global, eficiente e otimizada que assegure a coordenação operacional das infraestruturas de abastecimento e transporte, assim como a monitorização do equilíbrio oferta / procura nos diferentes horizontes temporais.

4.2 Atuação nas parcelas relativas aos preços

Como já foi referido anteriormente no ponto 3.6.1 a composição dos preços não se reflete apenas no preço de aquisição do gás natural por parte do comercializador do SNGN somado a uma parcela relativa ao lucro. A composição do preço do gás que o consumidor final vê apresentada na fatura contem mais variáveis do que estas duas apresentadas agora, no entanto umas variáveis poderão estar sujeitas a mudanças relativas a melhorias na eficiência do sistema e outras em que será impossível intervir uma vez que dependem de fatores externos e existe a necessidade de sujeitar-se às imposições e valores atribuídos a essas variáveis por parte dos países produtores e detentores de GN.

A tarifação do custo por m^3 de GN compreende tarifas relativas ao custo de aquisição de gás natural, e ainda os chamados “outros custos”, estes dizem respeito a tarifas de utilização das infraestruturas de gás natural, nomeadamente o terminal de GNL, o armazenamento subterrâneo, regaseificação e o transporte de gás natural, assim como os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas, a custos de exploração da atividade, como também as perdas no sistema e a parcela correspondente ao lucro por parte das entidades comercializadoras.

Podemos então dizer que o preço apresentado ao consumidor final é igual a:

Preço ao consumidor

$$\begin{aligned}
&= \text{custo aquisição GN} + \text{custo uso terminal GNL} \\
&+ \text{custo armazenamento sub.} + \text{custo regaseificação} \\
&+ \text{custo de transporte} + \text{custo imobilização GN} \\
&+ \text{custo de exploração} + \text{custo de perdas} + \text{margem de lucro}
\end{aligned}$$

Como será de fácil compreensão, todos os custos em cima mencionados podem ser reduzidos mas nunca ser eliminados. Relativamente ao custo de aquisição de GN este é garantido com contratos de longo prazo do tipo *take or pay* que garantem o abastecimento das necessidades energéticas, no entanto existe as variações de custos de fornecimento pelo do país produtor e que são afetados por diversas variáveis como já foram exemplificadas anteriormente, estas variações de preços de abastecimento afetam de forma substancial o preço final do GN que os clientes vêm apresentados na sua fatura.

Relativamente a minimização dos custos verificados no uso do terminal, assim como armazenamento, regaseificação e exploração estes só podem ser minimizados tornando os processos e os procedimentos mais eficientes, ou seja, fazer o mesmo com menos quantidades de energia e tempo, fazendo assim com que os custos associados a estes processos sejam menores resultado num decréscimo importante nos encargos com estas atividades, o que resulta numa redução do valor apresentado na faturação de gás natural. No que diz respeito ao transporte de gás natural, sendo este por gasoduto físico ou virtual, o custo associado a este serviço apresenta valores bastante elevados que fazem com que o preço do GN seja incrementado fortemente quanto maior for a distancia percorrida pelo gás.

O custo de transporte pode ser modelizado como:

$$\text{Custo transporte} = n * km * \text{custo quilometrico}$$

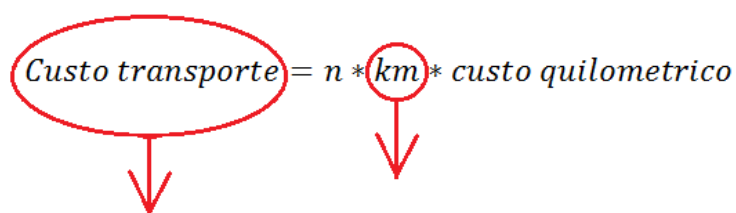
Sendo,

n = ao número de metros cúbicos de gás injetado;

km = representa a extensão de percurso desde que o GN é injetado na rede até que chega ao consumidor final;

custo quilométrico = representa o valor associado ao deslocamento de 1m^3 de GN num percurso correspondente a 1km, sendo este valor tarifado diferenciadamente de acordo com o percurso efetuado, isto é, se o percurso é realizado por gasoduto físico ou virtual, sendo este ultimo mais dispendioso, mas essencial para alimentar zonas geográficas que se vêm privadas de infraestruturas de transporte físico de gás.

De fácil observação que se, se atuar em qualquer variável no segundo membro da equação o custo do transporte será fortemente afetado uma vez que a equação resulta de um produto de variáveis. Uma vez que na variável (n) não se pode manipular, uma vez que estaríamos a reduzir as necessidades de consumo por parte das cargas e a variável correspondente ao custo quilométrico é um valor fixo, existe a única alternativa de atuar na variável km (quilómetros do percurso).



O diagrama mostra a equação $\text{Custo transporte} = n * km * \text{custo quilometrico}$. O termo "Custo transporte" está circulado em vermelho, com uma seta vermelha apontando para baixo. O termo "km" também está circulado em vermelho, com uma seta vermelha apontando para baixo.

Figura 4.1 – Equação Custo do Transporte

Ao reduzir o valor da variável (km) como exemplificado nas setas a vermelho na figura 4.1, o valor resultante do custo do transporte será assim menor. A modelização do despacho de GN terá sempre em linha de conta com este aspeto enunciado anteriormente, ou seja, dada uma carga num determinado distrito será determinada qual o percurso mais curto, sendo este por gasoduto físico quando existir ou por gasoduto virtual se o gasoduto físico for inexistente, de forma a reduzir o valor de (km) diminuindo assim os custos relativos ao transporte de GN desde as UFGs até às cargas.

Um aspeto não menos importante e ainda não referido, é que assim como acontece com a rede nacional de transporte de energia elétrica, também no transporte e distribuição de GN existem mais perdas quanto maior for o percurso a percorrer pelo gás. Nos cabos elétricos existem diversos fatores

como a resistência do material constituinte do cabo, a temperatura em que o mesmo vai operar, o comprimento do cabo entre muitos outros fatores que influenciam e fazem aumentar ou reduzir as perdas. Também na rede nacional de transporte de gás natural este aspeto não pode ser desprezado, pois existe sempre atritos entre o gás e as tubagens, existem válvulas, estações de compressão, estações de regulação entre muitos outros constituintes que fazem com que à medida que o gás se afasta das UFGs e se aproxima das cargas as perdas aumentem. Fazer um bom despacho para além de diminuir os custos relativos ao transporte irá decrementar as perdas relativas ao transporte fazendo assim com que os custos de exploração e funcionamento da rede diminuam.

4.3 Construção da aplicação de apoio “Despacho_GN”

Primeiramente antes de se poder elaborar ou esquematizar a aplicação informática relativa à modelização do despacho económico, existem vários aspetos que são importantes analisar e tratar.

Uma vez que a elaboração de um despacho tem como objetivo principal satisfazer todas as cargas, é necessário garantir que a oferta igualará a procura, de forma a garantir a continuidade de serviço. Por outro lado é necessário garantir que este abastecimento das cargas é efetuado pelas UFGs da forma mais económica possível e por esse motivo será necessário ter em conta a localização das UFGs existentes no país e a localização das cargas necessárias alimentar, por forma a se poder “despachar” o que cada UFGs irá injetar na rede de transporte e que carga irá alimentar.

Em primeiro lugar existe a necessidade de criar uma equação que representará uma variável a qual iremos querer maximizar ou minimizar, neste caso a variável que iremos querer minimizar será o “custo total de transporte”.

Para além da variável e equação que foi anteriormente referida e a qual será necessário minimizar, existem também uma panóplia de restrições que um despacho económico de GN tem de ter constantemente em conta, no entanto

por falta de dados e para simplificação dos cálculos e das rotinas que a aplicação informática irá conter, apenas se irá considerar algumas restrições ao problema apresentado.

As restrições tidas em conta nesta modelização são as seguintes:

- Garantir que todas as cargas são alimentadas a 100%
- Definiu-se que as UFGs não apresentam limite máximo nem mínimo de fornecimento de gás natural.
- As condutas relativas à rede nacional de GN apresentam capacidade para levar todo o gás injetado pelas UFGs até às cargas de destino.
- Garantir que sempre que existe gasoduto físico o transporte será efetuado por este meio.
- Quando não existir gasoduto físico, garantir que o transporte é efetuado por gasoduto virtual.
- Garantir que a mesma forma de transporte será mantida desde as UFGs até às cargas.
- Definiu-se que a rede de transporte é um sistema “perfeito” e portanto não está sujeito a perdas de transporte.
- O GN que chega a Portugal é sempre mais que suficiente para satisfazer as cargas

Após as restrições/imposições anteriormente referidas e que serão tidas em conta, é necessário criar a equação atrás mencionada e que será objetivo minimizar. A equação irá representar o custo total que o transporte de gás irá acarretar aos consumidores, por esse motivo terá de estar explícito na equação uma variável correspondente aos consumos agregados efetuados por hora em cada distrito, uma vez que o despacho se irá realizar para períodos de uma hora. Para além dos consumos agregados, será necessário existir uma variável que irá tomar o valor correspondente aos percursos em quilómetros desde as UFGs até às unidades de consumo e que será multiplicado por uma de duas constantes, estas constantes depende do tipo de transporte efetuado, isto é, se é por gasoduto físico ou virtual, apresentando este ultimo um valor mais elevado.

A equação pode ser modalizada então da seguinte forma:

$$\text{Custo total de transporte} = \sum_i n_i * km_i * \text{custo quilométrico}$$

Em que:

$i = [1,18]$ e corresponde aos 18 distritos portugueses

n = valor da carga acumulada por distrito

km = valor da distancia em quilómetros desde as UFGs até às cargas

custo quilométrico = custo por quilometro e por m^3 de gás natural transacionado, entre as UFGs e as cargas, este valor depende do tipo de transporte que é utilizado, ou transporte em gasoduto físico ou virtual.

O valor total das cargas é dado por:

$$\text{Total GN despachado} = \sum_i n_i$$

$i = [1,18]$ e corresponde aos 18 distritos portugueses

n = valor da carga acumulada por distrito

Antes de se proceder a um fluxograma que irá exemplificar as rotinas e o corpo do programa torna-se necessário expor quais as ambições que esta aplicação informática irá procurar responder e com que plataformas esta irá trabalhar.

A aplicação que irá ser criada irá funcionar com duas plataformas computacionais distintas. Em primeiro lugar irá ter como fonte de dados, biblioteca de cenários e ilustração de resultados três folhas de *Excel*, a primeira irá fornecer todos os dados relativos às distâncias da rede de transporte e que serão posteriormente armazenadas no *MatLab* sob a forma de matriz, a segunda folha irá conter os quatro cenários que foram criados e justificados no ponto 3.4, nesta mesma folha existirá também uma ultima coluna com o nome “criar cenário” que poderá ser editado de acordo com os valores que o utilizador achar oportuno e poderá ser depois utilizado utilizando a mesma aplicação para os cenários já existentes. Em relação à terceira folha *Excel* que

existirá como apoio, esta apresentará todos os resultados numéricos sejam estes relativos aos custos acumulados do transporte ou o total de m^3 fornecidos por cada uma das 4 UFGs por hora e por dia, assim como irá apresentar sob forma de gráfico estes valores anteriormente descritos de forma a tornar mais fácil fazer uma observação rápida dos resultados e tirar conclusões em relação aos mesmos.

O *MatLab* antes de proceder a qualquer operação matemática, no início irá sempre recolher os dados contidos nas duas folhas de dados criadas para o efeito (folha das matrizes e folha dos consumos por distrito), irá importar esses mesmos dados para o ambiente *MatLab* e irá grava-los sob a forma de matrizes.

De seguida para simplificar os cálculos e reduzir o tempo de processamento irá ser criada uma “matriz reduzida” das distâncias, esta matriz partirá da matriz geral contida na folha *Excel*, mas apenas terá em conta todos os percursos que têm como partida as UFGs, pois são estas as unidades que iram injetar o gás natural na rede de transporte e que posteriormente alimentará as cargas.

Após a construção das matrizes irá ser criada uma cópia para cada uma delas e os seus dados serão convertidos sob forma de “*string*” para poderem ser apresentados em ambiente gráfico que também será construído nesta aplicação para facilitar a interação entre utilizador e aplicação. Com a conclusão e conversão de dados serão criados ciclos e rotinas de decisão para a realização do despacho, em primeiro lugar existirá uma rotina que irá percorrer toda a matriz dos consumos por tipo de cenário, em seguida para cada consumo obtido existirá uma rotina que irá percorrer toda a matriz reduzida das distâncias e localizar qual é a UFG mais próxima do distrito de consumo de forma a minimizar os custos de transporte. Após a determinação de qual a UFG mais próxima do centro de consumo será determinado se existe gasoduto físico a alimentar esse distrito ou se o transporte será realizado por gasoduto virtual, quanto estas variáveis estiverem sido determinadas será atribuído um preço relativo ao tipo de transporte e será calculado os encargos totais para a quantidade de gás despachado para o distrito em causa.

Os custos de transporte serão alocados e gravados num vetor de quatro posições, correspondendo cada posição a uma UFG e que no final da execução das rotinas será apresentado o valor acumulado de transporte por UFG. Para além de um vetor relativo aos custos será também criado um vetor de quatro posições para o somatório do gás natural despachado por cada UFG e que no final de execução da aplicação será apresentado o total que cada unidade de fornecimento de gás natural despacha por hora para os 18 distritos portugueses. A aplicação fará esta rotina para cada um dos 18 distritos portugueses, e de acordo com o botão que o utilizador selecionar no interface a aplicação irá comutar para tipos de cenários diferentes. Cada botão irá referir a que tipo de cenário corresponde, e a cada botão corresponderá ciclos e rotinas de decisão que irão selecionar os dados das matrizes anteriormente criadas de acordo com o tipo de cenários pretendidos, esses dados serão mais uma vez tratados e convertidos de forma a serem calculados e possam ser apresentados ao utilizador. Após a conclusão das rotinas os dados serão apresentados na mesma janela do *interface* gráfico sobre a forma numérica e serão exportados para a folha *Excel* com o nome *Outputs* na folha *Excel* os dados serão mais uma vez apresentados sobre a forma numérica mas também serão apresentados sobre forma gráfica para se poder fazer uma primeira análise mais rápida dos resultados.

A aplicação irá conter 5 botões, correspondendo 4 a cenários pré-definidos e explicados neste mesmo documento e o quinto botão será um botão que permitirá ao utilizador ter liberdade para criar ele próprio cenários e fazer análises dos mesmos. Importante referir que a criação de cenários por parte do utilizador não será através da introdução direta dos valores no ambiente *MatLab*, mas sim em coluna criada para o efeito na folha *Excel* com o nome “*Inputs*”, esses dados serão depois exportados para o *MatLab* e tratados assim que o utilizador os “chamar” carregando no botão com o nome “criar cenário”.

Um outro aspeto importante introduzido nesta aplicação será que ela funcionará de forma autónoma em qualquer tipo de computador sem que ele tenha previamente instalado o programa *MatLab*, que é o que acontece na maior partes das aplicações que são criadas neste ambiente de programação. Da aplicação criada em *MatLab* foi criado um programa autoexecutável que

poderá ser testado em qualquer tipo de computador que tenha instalado apenas uma “máquina virtual” onde possa correr o programa, existindo assim uma maior flexibilidade da aplicação, permitindo a diversos utilizadores utilizarem a mesma sem terem de instalar o *MatLab* para o poderem fazer.

O fluxograma representativo da aplicação será apresentado na figura 4.2.

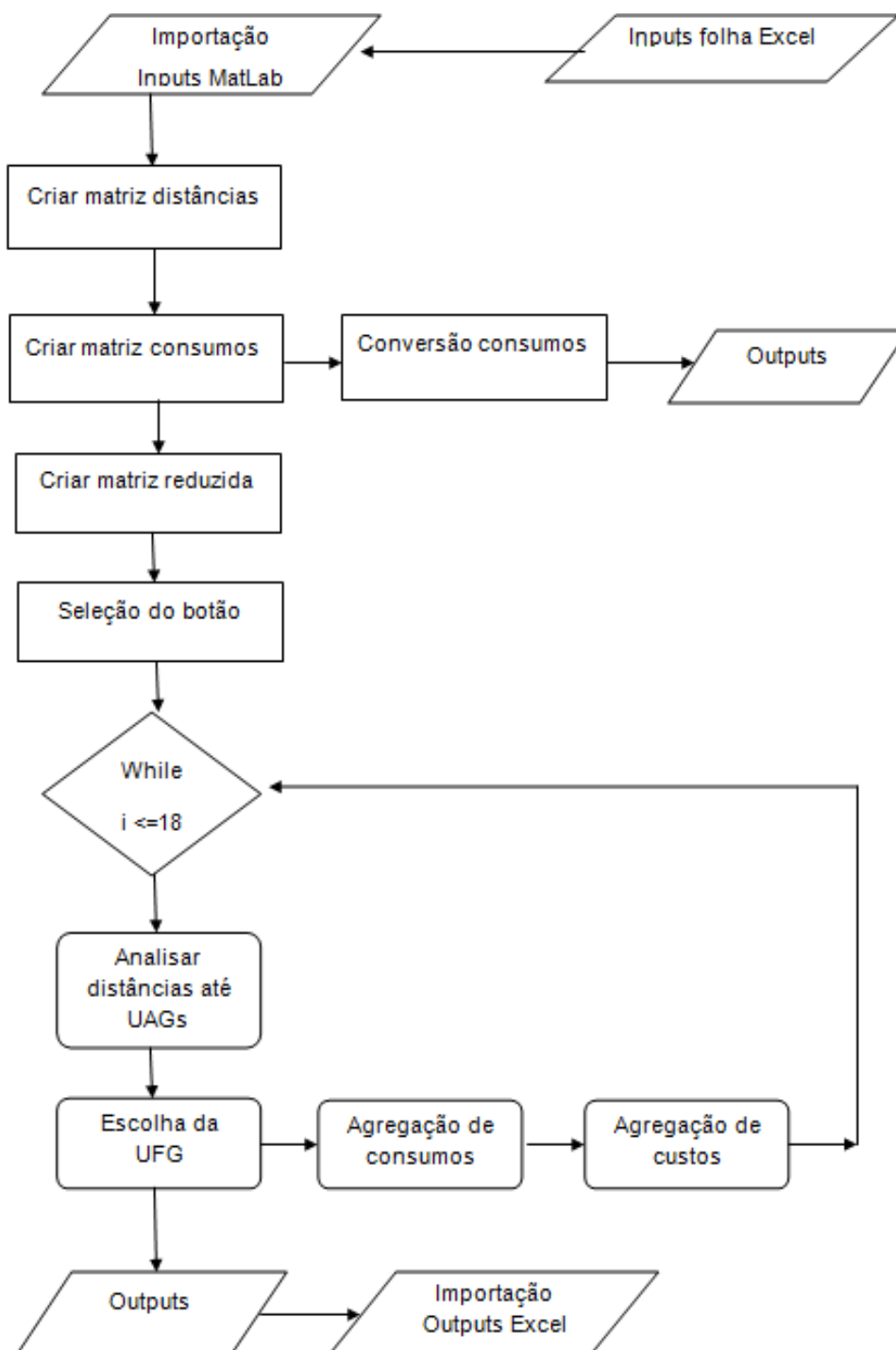


Figura 4.2 - Fluxograma aplicação MatLab

O fluxograma apresenta de forma simplificada as rotinas / procedimentos que a aplicação informática irá realizar para tratar os dados relativos à modelização do despacho económico. Os procedimentos e dados fornecidos pelo *Excel* à aplicação irão depender do botão que o utilizador decidir pressionar, botão este que corresponderá a um de quatro cenários possíveis pré-gravados ou então corresponderá a um cenário totalmente livre para poder ser personalizado pelo utilizador com os valores que achar importantes testar.

O fluxograma exemplifica a rotina que a aplicação irá fazer para um botão, as rotinas e procedimentos para os restantes botões serão idênticos sofrendo algumas alterações necessárias para mudar os dados de entradas de acordo com o cenário selecionado, assim como introduzir algumas alterações nas rotinas de forma a realizar o pretendido e que se verifique diferente da situação anterior. O utilizador poderá pressionar sucessivamente todos os botões sem ter o prejuízo de existir interferência de resultados por motivo de valores anteriores armazenados em variáveis simples ou matrizes, uma vez que após a rotina existente em cada botão ter sido terminada todos os resultados e variáveis irão ser apagados de memória assim que a próxima rotina seja iniciada, evitando assim possíveis erros causados por valores existentes em variáveis anteriormente utilizadas.

Como já referido anteriormente a aplicação informática terá um ambiente gráfico criado na *Gui* (figura 4.3) com o objetivo de tornar mais fácil a interação entre utilizador e aplicação, visto que, se não existisse *interface* gráfico na aplicação o utilizador teria de ter noções de *MatLab* para poder interagir com a aplicação, o ambiente gráfico elimina esta barreira que poderia existir e torna de fácil interação o utilizador com as ferramentas da aplicação.

Prototipo2

Modelização do Despacho Económico de Gás Natural

ISEP

Autor
Mário Rui Santos Dias nº1081491
DEE Mestrado em SEE

Dados Consumos em m3

Aveiro	<input type="text"/>
Beja	<input type="text"/>
Braga	<input type="text"/>
Bragança	<input type="text"/>
Castelo Branco	<input type="text"/>
Coimbra	<input type="text"/>
Évora	<input type="text"/>
Faro	<input type="text"/>
Guarda	<input type="text"/>
Leiria	<input type="text"/>
Lisboa	<input type="text"/>
Portalegre	<input type="text"/>
Porto	<input type="text"/>
Santarem	<input type="text"/>
Setúbal	<input type="text"/>
Viana do Castelo	<input type="text"/>
Vila Real	<input type="text"/>
Viseu	<input type="text"/>

Verão / Semanal

Verão / Fim-de-Semana

Inverno / Semanal

Inverno / Fim-de-Semana

Cenário Criado

Resultados

Resultado em m3

Armazenamento sub.	<input type="text"/>
Campo Maior	<input type="text"/>
Sines	<input type="text"/>
Valença do Minho	<input type="text"/>

Resultado em € relativos ao transporte

Armazenamento sub.	<input type="text"/>
Campo Maior	<input type="text"/>
Sines	<input type="text"/>
Valença do Minho	<input type="text"/>

Figura 4.3 - Interface da Aplicação

4.4 Instruções para utilização da aplicação

Embora o *interface* gráfico seja bastante elucidativo e simplista, uma vez que a aplicação informática irá interagir entre dois ambientes de programação diferentes, (*MatLab* e *Excel*) torna-se necessário existir um guia ou manual de instruções para operar com a aplicação.

Em primeiro lugar, antes de se operar com a aplicação torna-se necessário abrir o ficheiro *Excel* com o nome “Cenários”, no lado inferior da página deve-se abrir a folha com o nome “*Inputs*” que está rodeado a vermelho na figura 4.4.

Na mesma imagem, a coluna no lado direito rodeada a vermelho com o título “Cenário para criar”, é a coluna em que o utilizador poderá introduzir todos os valores que pretender e testa-los na aplicação em *MatLab*, neste caso a coluna está toda preenchida a uns como exemplo. As outras colunas preenchidas, correspondem aos valores dos cenários criados e explicados neste mesmo documento.

	A	B	C	D	E	F
1	Distrito	Período de Verão		Período de Inverno		Cenário para criar (m3/h)
2		Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)	Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)	
3	Aveiro	19853,09	14000,32	39176,48	30359,08	1
4	Beja	2816,2	2087,3	5072,3	4384,9	1
5	Braga	16092,8	11927,3	28984,3	25056,4	1
6	Bragança	2615,1	1938,19	4710	4071,7	1
7	Castelo Branco	3822	2832,7	6883,8	5950,9	1
8	Coimbra	102426,8	75918,85	151866,3	131285,55	1
9	Évora	3218,6	2385,5	5796,8	5011,3	1
10	Faro	8649,8	6410,92	15579	13467,8	1
11	Guarda	3017,4	2236,4	5434,5	4698,1	1
12	Leiria	9052,2	6709,1	16303,6	14094,2	1
13	Lisboa	80518,62	59678,82	131975,16	114090,16	1
14	Portalegre	2212,8	1640	3985,3	3445,3	1
15	Porto	59408,35	43317,93	103896,06	86307,81	1
16	Santarem	46321,52	34333,34	70383,76	60845,46	1
17	Setúbal	97185,65	67033,66	185930,42	136174,82	1
18	Viana do Castelo	4626,7	34291	8333	7203,7	1
19	Vila Real	4023,2	2981,8	7246	6264,1	1
20	Viseu	7241,8	5367,3	13042,9	11275,4	1
21						
22						
23						
24						
25						
26						

Inputs Outputs Folha3

Figura 4.4 - Inputs Excel

Após a introdução de valores na última coluna, deve fazer-se a gravação dos mesmos ao fechar o *Excel*.

Poderá então abrir-se agora a aplicação que terá o aspeto contido na figura 4.5 como já foi apresentado anteriormente. Com a aplicação aberta, ter-se-á possibilidade de pressionar um de 5 botões de acordo com o pretendido, ao pressionar um botão, os consumos de entrada serão apresentados na coluna da esquerda rodeada a vermelho (Fig.4.5) para se poder saber quais os parâmetros de entrada da aplicação, os resultados serão apresentados na coluna da direita, (Fig.4.5) rodeado a azul pode-se observar os valores acumulados relativos ao total de m^3 que cada UFG terá de injetar na rede de transporte e rodeado a verde, pode-se observar os valores acumulados relativos aos encargos com o transporte de gás natural injetado na rede por UFG.

Modelização do Despacho Económico de Gás Natural

ISEP

Autor: Mário Rui Santos Dias n.º1081491
DEE Mestrado em SEE

Dados Consumos em m3

Aveiro	19853.09
Beja	2816.2
Braga	16092.9
Bragança	2615.1
Castelo Branco	3822
Coimbra	102426.8
Évora	3218.6
Faro	8649.8
Guarda	3017.4
Leiria	9052.2
Lisboa	80518.62
Portalegre	2212.8
Porto	59408.35
Santarém	46321.52
Setúbal	97185.65
Viana do Castelo	4626.7
Vila Real	4023.2
Viseu	7241.8

Verão / Semanal

Verão / Fim-de-Semana

Inverno / Semanal

Inverno / Fim-de-Semana

Cenário Criado

Resultados

Resultado em m3

Armazenamento sub.	184895.41
Campo Maior	9052.2
Sines	192398.87
Valença do Minho	96766.15

Resultado em € relativos ao transporte

Armazenamento sub.	412358.1899
Campo Maior	31289.5803
Sines	383851.0992
Valença do Minho	320296.5898

Figura 4.5 - Resultados Despacho_GN

Após a apresentação dos resultados na aplicação “Despacho_GN”, os mesmos serão importados para uma folha *Excel* para se poderem gerar gráficos e obter assim uma primeira análise mais rápida do caso de estudo em causa. Para isso deve abrir-se o ficheiro *Excel* com o nome “Cenários”, abrir a folha com o nome

“Outputs” como ilustra a Fig.4.6. Para além dos resultados sob a forma numérica mais uma vez apresentados como na aplicação em *MatLab*, são também apresentados em tabelas os resultados acumulados por dia relativamente ao GN injetado por UFG, assim como os custos de transporte acumulados por dia relativos ao GN injetado por cada UFG na rede de transporte.

Além destes dados numéricos são gerados dois gráficos automaticamente, um que apresenta o total de GN injetado por UFG na rede de transporte e o outro gráfico corresponde ao total de custos relacionados com o transporte de gás injetado por cada UFG na rede.

As tabelas que apresentam os resultados assim como os gráficos criados podem ser observados na Fig.4.6.

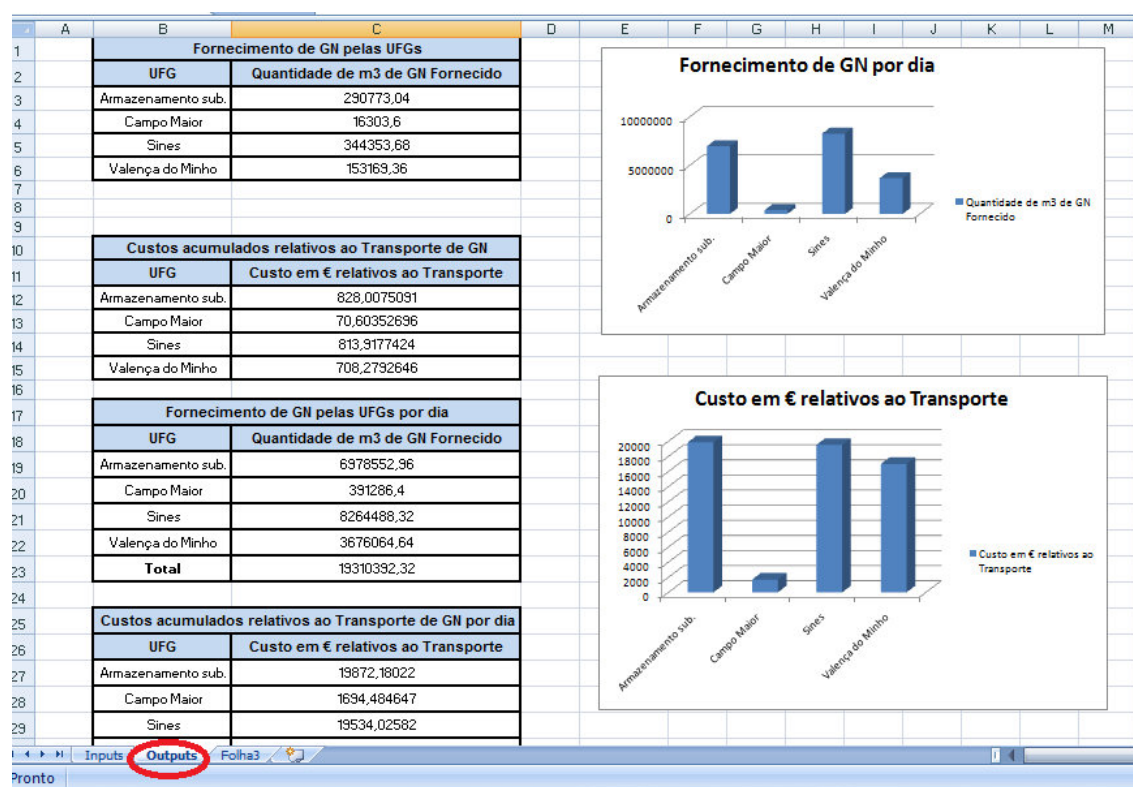


Figura 4.6 - Outputs Excel

Com a análise dos valores numéricos e com recurso à análise gráfica torna-se mais fácil compreender e interpretar os resultados, assim como, tirar conclusões relativamente aos mesmos.

5

Testes e Análise dos Resultados Computacionais

5. Testes e Análise dos Resultados Computacionais

5.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados e analisados os resultados computacionais resultantes do uso da aplicação “Despacho_GN”. Os resultados apresentados resultam da inserção de dados relativos à rede de transporte de GN, composta por 18 nós, cada um correspondente a um distrito de Portugal Continental. A rede física de transporte de gás natural é composta por cerca de 1300km de condutas em alta pressão, no entanto a modelização e realização do despacho de gás contempla também outra forma de transporte quando o transporte físico de gás não se faz chegar por inexistência de gasodutos físicos, então o transporte é garantido por camião cisterna (gasoduto virtual) o que torna a rede de transporte mais emalhada e com muito mais alternativas para se realizar o transporte. Uma vez que os custos de transporte apresentam encargos muito elevados para o consumidor, pelo facto de o resultado ser o produto da quantidade de gás transportado, pelo preço quilométrico de transporte e pelo comprimento total do percurso efetuado até satisfazer as cargas, minimizar as distâncias de transporte resultaria numa minimização significativa dos custos suportados pelos consumidores. De forma a garantir que a necessidade de todas as cargas são suprimidas e ao mesmo tempo garantir que o transporte de GN é efetuado pelo menos trajeto possível, foi elaborado uma aplicação computacional com o nome “Despacho_GN” que já foi apresentada no capítulo 4. Esta aplicação computacional foi implementada em linguagem *MatLab* e “corrida” numa máquina com processador Core 2 Duo a 2,20 GHz e sobre o sistema operativo *Windows 7*. Foi desenvolvido um *interface* facilitador da entrada de dados e da visualização de resultados.

Ao longo do texto, de acordo com o enquadramento dos exemplos, são apresentados *snapshots* da aplicação desenvolvida. A visualização gráfica dos dados e resultados obtidos introduzida no “Despacho_GN” pode também ser

analisada numa folha *Excel* elaborada para o efeito, o que poderá facilitar uma abordagem rápida dos resultados.

5.2 Rede de Teste

A rede que irá ser alvo de análise e teste assim como todos os dados relativos aos consumos agregados pelos 18 distritos Portugueses, já foi alvo de apresentação e explicação no capítulo 3, no entanto torna-se necessário relembrar os aspetos principais da rede e dos dados relativos aos consumos. Os consumos foram agregados por distrito, por forma a simplificar os cálculos e as rotinas de procedimentos, apresentando então a rede 18 UAGs correspondendo aos 18 distritos existentes em Portugal Continental.

A rede física de transporte de gás em Portugal apresenta-se muito pouco emalhada, o que faz com que neste momento existam distritos que não se vejam equipados por instalação de transporte de gás. Para evitar a privação destes distritos e da sua população ao GN, o transporte é garantido por gasoduto virtual, embora mais dispendioso torna-se fundamental para satisfazer as necessidades das cargas. O transporte de gás deve ser sempre efetuado por gasoduto físico sempre que tal seja possível, caso contrário é necessariamente feito por gasoduto virtual, e deve-se garantir que o meio de transporte utilizado desde a UFG deve ser mantido até à UAG.

Para se poder elaborar um despacho e minimizar os custos de transporte teve-se necessidade de criar diversos cenários com padrões diferentes de consumos, os cenários criados tentaram aproximar o mais possível da realidade, tendo sido pesquisados quais as instalações que recebem GN a alta pressão e os distritos onde estão integradas, fazendo com que nesses distritos a procura de GN seja mais avultada comparativamente aos outros distritos. Além das instalações que recebem GN diretamente da rede de transporte a alta pressão, existiu a distribuição de consumos por número de habitantes existentes em cada distrito, admitindo que cada habitante consume o mesmo independentemente da região onde se situa. Uma vez que os padrões de

consumo são distintos dependente da estação do ano em que nos encontramos, pois os consumos são influenciados pela temperatura, número de horas de luz solar, pluviosidade, entre muitos outros aspetos, foi elaborado cenários de consumo relativos ao período de inverno e período de verão, uma vez que os consumos diários também variam relativamente aos fins-de-semana, os períodos de verão e de inverno foram subdivididos em períodos de fim-de-semana e de dias semanais.

Após consideração de todos os aspetos anteriormente mencionados e após agregação dos consumos, os dados obtidos por distritos estão apresentados na tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Cenários de Consumo

Distrito	Período de Verão		Período de Inverno	
	Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)	Semanal (m3/h)	Fim-de-semana (m3/h)
Lisboa	80518,62	59678,82	131975,16	114090,16
Porto	59408,35	43317,93	103896,06	86307,81
Setúbal	97185,65	67033,66	185930,42	136174,82
Braga	16092,8	11927,3	28984,3	25056,4
Aveiro	19853,09	14000,32	39176,48	30359,08
Leiria	9052,2	6709,1	16303,6	14094,2
Santarem	46321,52	34333,34	70383,76	60845,46
Faro	8649,8	6410,92	15579	13467,8
Coimbra	102426,8	75918,85	151866,3	131285,55
Viseu	7241,8	5367,3	13042,9	11275,4
Viana do Castelo	4626,7	34291	8333	7203,7
Vila Real	4023,2	2981,8	7246	6264,1
Castelo Branco	3822	2832,7	6883,8	5950,9
Évora	3218,6	2385,5	5796,8	5011,3
Guarda	3017,4	2236,4	5434,5	4698,1
Beja	2816,2	2087,3	5072,3	4384,9
Bragança	2615,1	1938,19	4710	4071,7
Portalegre	2212,8	1640	3985,3	3445,3

5.3 Resultados Computacionais

5.3.1 Cenário Período de Verão / Semanal

Os dados apresentados na tabela 5.1 estão ordenados de forma decrescente de população existente por distrito e não de forma decrescente de consumos. A

matriz relativa às distâncias não é apresentada neste capítulo, mas é utilizada como matriz pela aplicação “despacho_GN” de forma a calcular o trajeto mais curto para se realizar o transporte de gás natural. Será realizado o teste para cada um dos 4 cenários de consumos, e os resultados serão os apresentados na folha Excel “*Outputs*” para analisar os gráficos criados automaticamente com os resultados numéricos.

Relativamente ao período de Verão e dias semanais os resultados obtidos por hora são os apresentados na tabela 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5 e nas figuras 5.1 e 5.2.

Tabela 5.2 - Fornecimento de GN por hora

Fornecimento de GN pelas UFGs	
UFG	Quantidade de m3 de GN Fornecido
Armazenamento sub.	184.895,41
Campo Maior	9.052,20
Sines	192.388,87
Valença do Minho	86.766,15

Tabela 5.3 - Custos de transporte por hora

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	5.166,19
Campo Maior	392,01
Sines	4.809,90
Valença do Minho	4.013,22

Tabela 5.4 - Fornecimento de GN por dia

Fornecimento de GN pelas UFGs por dia	
UFG	Quantidade de m3 de GN Fornecido
Armazenamento sub.	4.437.489,84
Campo Maior	217.252,80
Sines	4.617.332,88
Valença do Minho	2.082.387,60
Total	11.354.463,12

Tabela 5.5 - Custos de Transporte por dia

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN por dia	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	123.988,61
Campo Maior	9.408,21
Sines	115.437,60
Valença do Minho	96.317,39
Total	345.151,81

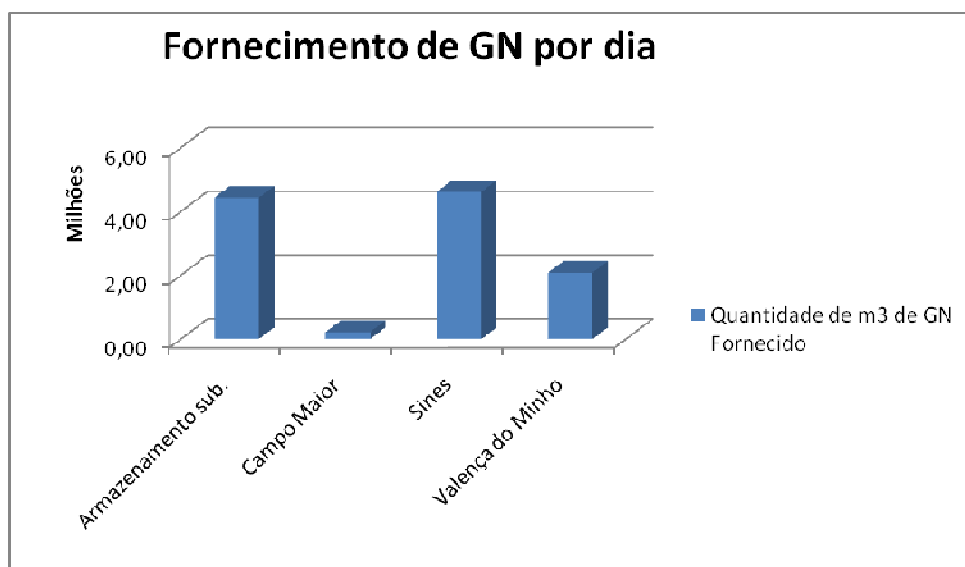


Figura 5.1 - Fornecimento de GN por dia

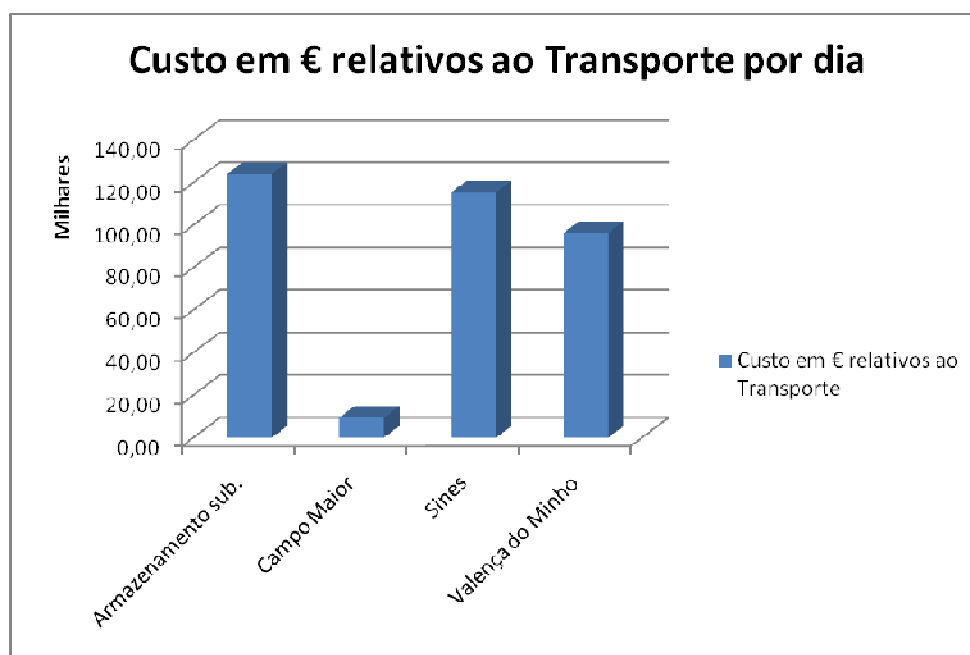


Figura 5.2 - Custos de transporte por dia

Com os resultados numéricos obtidos e pela análise gráfica podemos constatar que o terminal de Sines é a principal UFG que Portugal apresenta juntamente com a unidade de armazenamento subterrâneo existente, em que o gás é armazenado quando chega em excesso e injetado na rede quando as cargas assim o solicitam. Para além desta constatação, mais informações relevantes podemos tirar da análise dos resultados obtidos, nomeadamente em relação aos custos de transporte. Os dados indicam que o terminal de Sines injeta na rede cerca de mais 7494m³ de GN por hora que a unidade de armazenamento subterrâneo, seria de esperar que os custos relativos ao transporte fossem mais elevados em Sines comparativamente à unidade de armazenamento subterrâneo, uma vez que a diferença de GN injetado na rede é muito significativa, no entanto os resultados são precisamente os contrários. Os custos relacionados com o transporte do gás injetado pela unidade de armazenamento subterrânea são superiores em 356,29€/h comparativamente ao custo de transporte pelo gás injetado pelo terminal de Sines, o que transmite de forma indireta que as instalações de consumo encontram-se muito mais próximas da UFG em Sines do que na situação da unidade de armazenamento Subterrâneo. De realçar que embora esta diferença de custos não pareça muito elevada, se alargarmos o período de análise para um dia a diferença de custo é de 8550,96€ e se alargarmos a análise a um ano, este valor toma proporções muito consideráveis. Os trajetos determinados foram os mínimos possíveis, caso não fossem a diferença de custos seria ainda mais expressiva.

Um outro facto não menos interessante prende-se com os custos de transporte pelo gás injetado pela UFG de Valença do Minho, embora esta unidade injete cerca de 2,22 vezes menos gás na rede de transporte que o terminal de Sines, esta apresenta um custo de transporte de 83,43% do custo de transporte total do GN injetado pelo terminal de Sines. Neste caso, os custos elevados não refletem apenas a grande distância que o GN tem de percorrer até chegar às cargas, mas também o facto que ser Valença do Minho por razão de proximidade a alimentar os distritos de Vila-Real e Bragança que não possuem gasodutos de alta pressão no seu território e vêm-se obrigados a ser alimentados por gasoduto virtual o que torna o transporte mais dispendioso como podemos constatar com estes resultados. Assim como Valença do Minho

alimenta através de gasoduto virtual 2 distritos, Sines alimenta 3 distritos no sul de Portugal, através de gasoduto virtual, se isso não acontecesse e existisse gasoduto físico, Sines apresentaria uma maior redução de custos relativamente ao custo com o transporte.

5.3.2 Cenário Período de Verão / Fim-de-Semana

Realizar-se-á neste momento a simulação do despacho com o cenário correspondente ao período de Verão, mas relativo aos dias de fim-de-semana (considerou-se sábados e domingos).

Como já foi explicado no ponto 3.4, relativamente a este cenário criado justificou-se que o consumo aos fins-de-semana seriam consideravelmente menores do que os consumos verificados em períodos semanais, por diversos motivos nesse capítulo apresentados e justificados.

Será de esperar que para além de menores quantidades de gás injetado na rede pelas UFG, exista também uma diminuição significativa dos custos relativos ao transporte. Os resultados da simulação são apresentados na tabela 5.6, 5.7, 5.8 e 5.9 ena figura 5.3 e 5.4.

Tabela 5.6 - Fornecimento de GN por hora

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	3.796,48
Campo Maior	290,54
Sines	3.562,78
Valença do Minho	2.954,64

Tabela 5.7 - Custos transporte por hora

Fornecimento de GN pelas UFGs	
UFG	Quantidade de m3 de GN Fornecido
Armazenamento sub.	136.328,91
Campo Maior	6.709,10
Sines	137.596,20
Valença do Minho	94.456,22

Tabela 5.8 - Fornecimento de GN por dia

Fornecimento de GN pelas UFGs por dia	
UFG	Quantidade de m3 de GN Fornecido
Armazenamento sub.	3.271.893,84
Campo Maior	161.018,40
Sines	3.302.308,80
Valença do Minho	2.266.949,28
Total	9.002.170,32

Tabela 5.9 - Custos transporte por dia

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN por dia	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	91.115,58
Campo Maior	6.973,02
Sines	85.506,63
Valença do Minho	70.911,47
Total	254.506,70

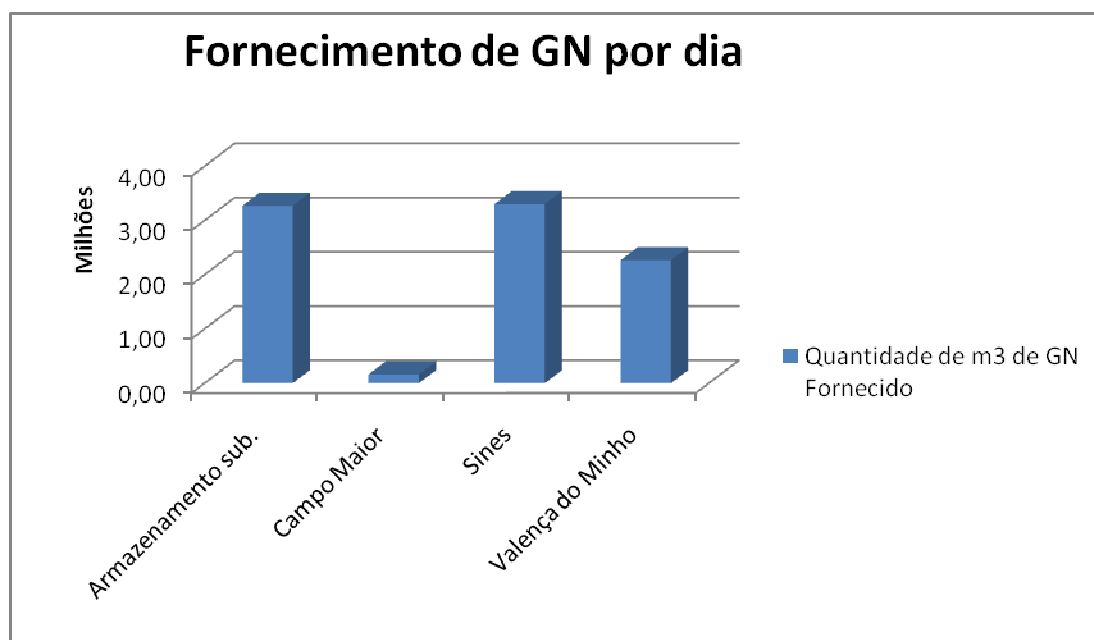


Figura 5.3 - Fornecimento de GN por dia

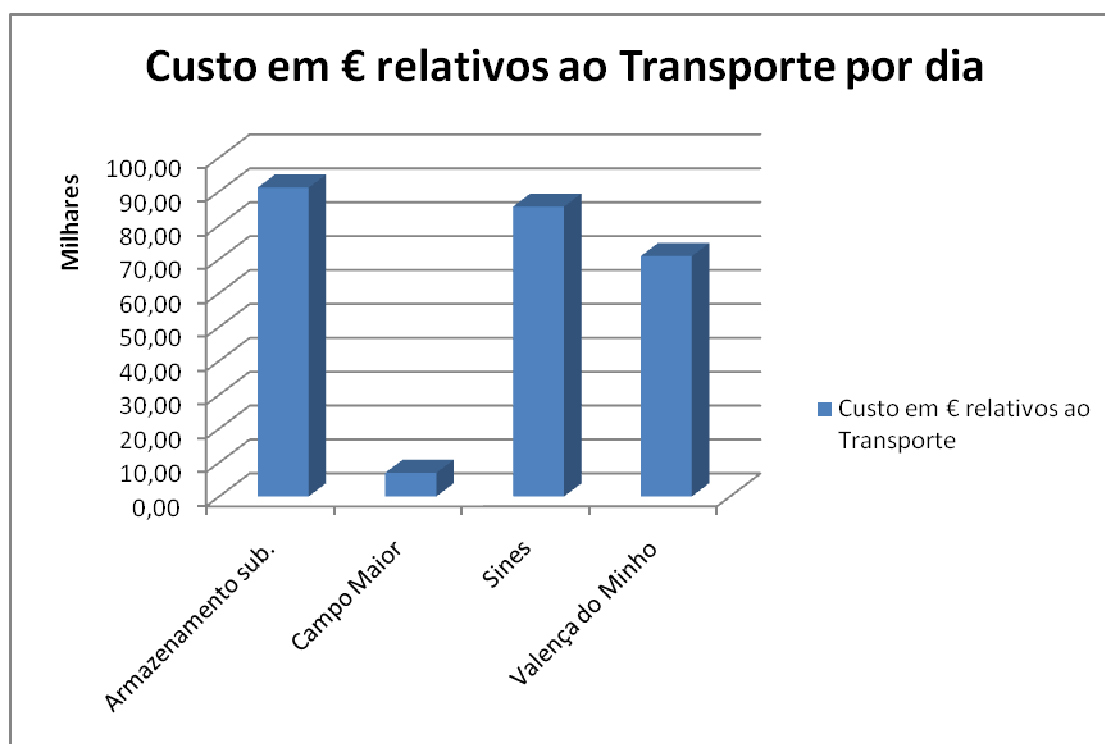


Figura 5.4 - Custos de transporte por dia

Neste segundo cenário, como seria de esperar os custos de transporte são consideravelmente mais baixos, uma vez que existe uma diminuição de carga e como o custo do transporte é um produto em que a quantidade de m^3 é um fator da equação, os custos acompanham a diminuição do consumo.

A UFG de Campo Maior tem-se apresentado com a menor contribuição para o sistema gasista Português, injetando na rede uma quantidade bastante menor que as restantes 3 unidades. Este facto deve-se à UFG de Campo Maior fornecer os distritos da Guarda, Castelo Branco e Portalegre, uma vez que estes distritos se apresentam no interior do país em que a densidade populacional é menor assim como a indústria, as necessidades de consumo verificam-se necessariamente mais baixas.

Este cenário apresenta os menores valores tanto a nível de consumo como a nível de custos relativos ao transporte, uma vez que os custos aumentam proporcionalmente com a quantidade de GN injetado na rede e com o percurso percorrido, torna-se de fácil compreensão que pequenos ajustes no preço fixo

de transporte terão grandes impactos no preço final de GN comercializado, mas esta questão será mais à frente abordada e tratada.

5.3.3 Cenário Período de Inverno / Semanal

O terceiro cenário testado corresponde ao cenário em que os consumos se apresentam mais elevados. Este facto deve-se ao período de inverno o número de horas solares ser menor e por esse motivo existir mais necessidades de energia elétrica o que está diretamente relacionado com maiores consumos de GN. Por outro lado as necessidades de aquecimento das instalações habitacionais e de serviços, como maiores necessidades de aquecimento de águas sanitárias, entre muitas outras variáveis que já foram mencionadas aquando da realização deste cenário, levam a que os consumos neste período sejam consideravelmente mais elevados. Os valores resultantes da simulação podem ser observados na tabela 5.10, 5.11, 5.12 e 5.13 assim como na figura 5.5 e 5.6.

Tabela 5.10 - Fornecimento de GN por hora

Fornecimento de GN pelas UFGs	
UFG	Quantidade de m3 de GN Fornecido
Armazenamento sub.	290.773,04
Campo Maior	16.303,60
Sines	344.353,68
Valença do Minho	153.169,36

Tabela 5.11 - Custos de transporte por hora

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	8.280,08
Campo Maior	706,04
Sines	8.139,18
Valença do Minho	7.082,79

Tabela 5.12 - Fornecimento de GN por dia

Fornecimento de GN pelas UFGs por dia	
UFG	Quantidade de m3 de GN Fornecido
Armazenamento sub.	6.978.552,96
Campo Maior	391.286,40
Sines	8.264.488,32
Valença do Minho	3.676.064,64
Total	19.310.392,32

Tabela 5.13 - Custos de transporte por dia

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN por dia	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	198.721,80
Campo Maior	16.944,85
Sines	195.340,26
Valença do Minho	169.987,02
Total	580.993,93

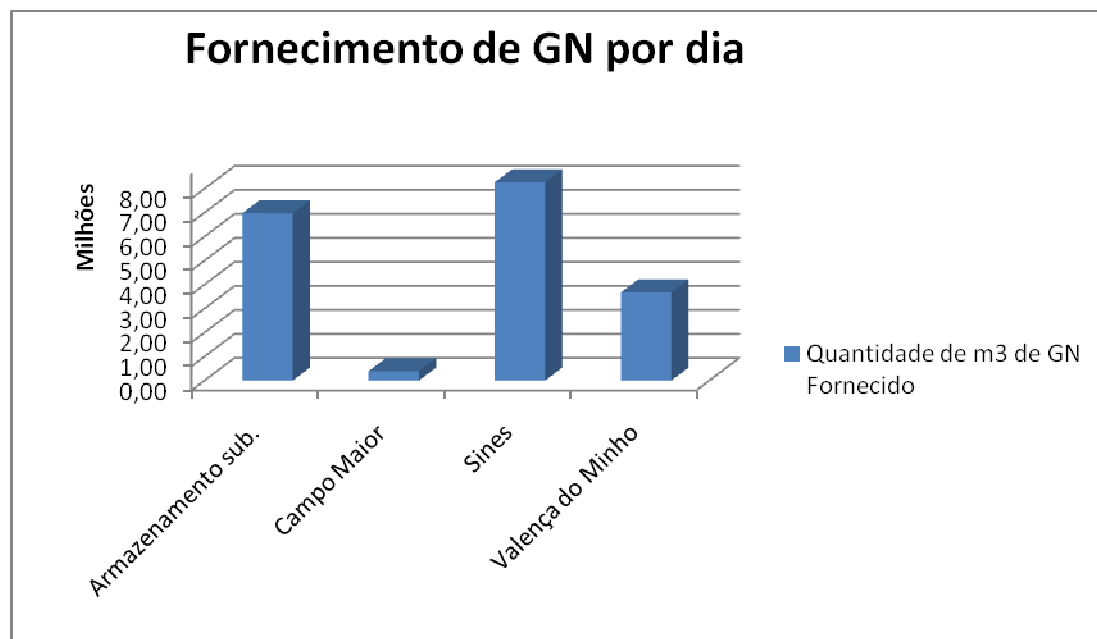


Figura 5.5 Fornecimento de GN por dia

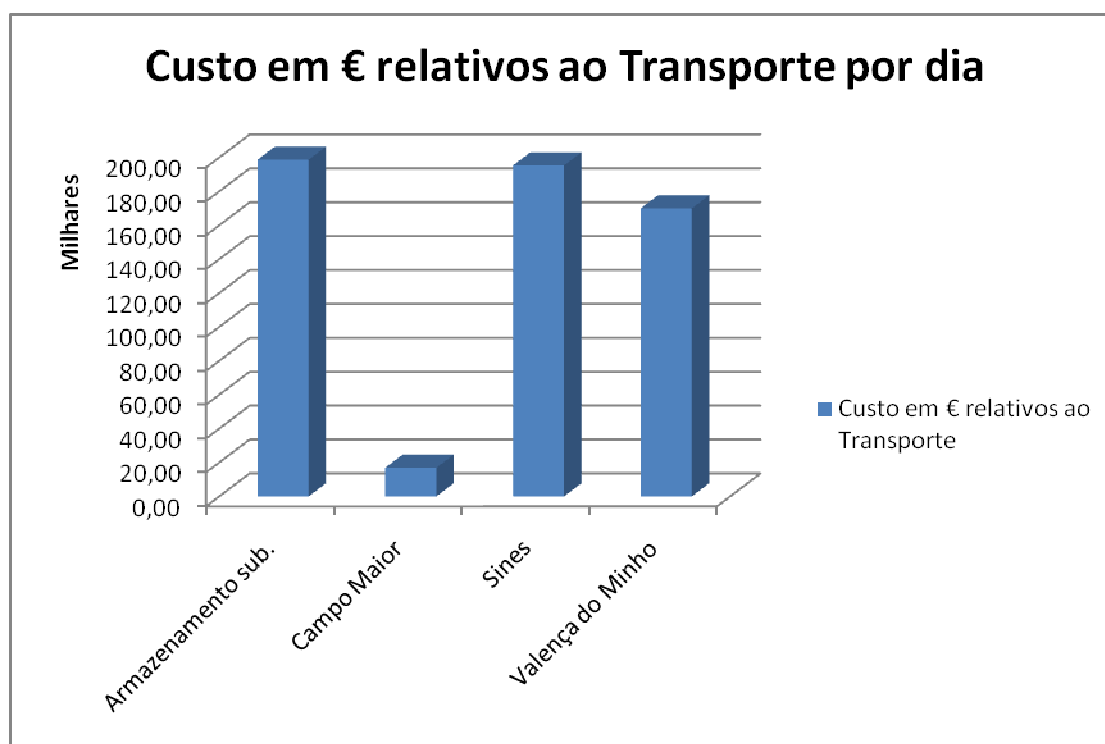


Figura 5.6 - Custos de transporte de GN por dia

Como se pode facilmente verificar, com o aumento elevado do consumo, aumentam proporcionalmente os custos relacionados com o transporte, tendo o custo através de gasoduto virtual um peso bastante significativo, uma vez que apresenta-se cerca de 20% mais elevado que o transporte por gasoduto físico.

Relativamente ao primeiro cenário analisado, embora a UFG de Sines apresentasse uma injeção de gás na rede relativamente maior que a UFG do armazenamento subterrâneo, os custos eram maiores neste último em 8550,96 €/dia. Uma vez que neste terceiro cenário os consumos subiram imenso e a diferença entre a injeção de GN por Sines verifica-se muitíssimo superior à injetada pela unidade de armazenamento subterrâneo, na ordem dos 53.580,6 m³ /h, faz com que numa base temporal de um dia os custos relativos ao transporte provocados pelo gás injetado pela unidade de Sines sejam 3381,54 €/dia inferiores aos custos de transporte relativos ao gás injetado pela unidade de armazenamento subterrâneo. Como os consumos globais do sistema aumentaram seria de esperar que a diferença dos custos de transporte entre estas duas unidades aumentassem também, no entanto como a procura de GN nos distritos alimentados por Sines tiveram um aumento muito superior ao

aumento verificado nos distritos alimentados pela UFG de armazenamento subterrâneo, fez com que os custos de transporte tivessem um acréscimo maior na unidade de Sines, diminuindo assim a diferença de custos entre estas duas unidades.

Um outro aspeto curioso foi o aumento relativo dos custos de transporte entre a unidade de Valença do Minho e a unidade de Sines. No primeiro cenário a UFG de Sines injetava 2,22 vezes mais GN na rede de transporte do que a UFG de Valença do Minho, no entanto esta última apresentava um custo de transporte 83,43% do custo de transporte de Sines. Neste terceiro cenário a diferença entre o gás injetado por ambas as unidades manteve-se constante, ou seja, 2,22 vezes, no entanto o custo de transporte relativo ao gás injetado pela unidade de Valença do Minho aumentou de 83,43% para 87,02% do custo total de transporte relativo à unidade de Sines. Este facto deve-se que a maior “fatia” do consumo alimentado pela unidade de Sines verifica-se no distrito de Setúbal, isto faz com que os custos relativos ao transporte sejam praticamente nulos nesse distrito e faz com que os custos globais de transporte do GN injetado por Sines seja decrementado, por outro lado a maior parte do consumo satisfeito pela unidade de Valença do Minho encontra-se fora do seu distrito, e uma vez que os consumos dos distritos envolventes aumentaram, aumentaram também os encargos relativos ao custo de transporte. Por esse motivo se justifica a relação entre o custo de Valença do Minho crescer de 83,43% para 87,02 % relativamente a Sines.

5.3.4 Cenário Período de Inverno / Fins-de-Semana

O último cenário a ser testado corresponde ao período de Inverno e os dias considerados são os de fim-de-semana. Neste caso considerou-se que existiria uma diminuição de consumos entre os dias semanais e os dias de fim-de-semana devido a existirem principalmente paragens ao nível laboral industrial. Todas as variáveis que foram tidas em conta para a diminuição dos consumos estão apresentadas no ponto 3.4, de referir que esta diminuição dos consumos entre os dias semanais e os dias de fim-de-semana verifica-se mais acentuada

no período de Verão do que no período de Inverno, porque por exemplo existe uma maior resistência para as pessoas se ausentarem de casa neste período devido às condições climatéricas.

Os resultados das simulações podem ser analisados nas tabelas 5.14, 5.15, 5.16 e 5.17 e nas figuras 5.7 e 5.8.

Tabela 5.14 - Fornecimento de GN por hora

Fornecimento de GN pelas UFGs	
UFG	Quantidade de m3 de GN Fornecido
Armazenamento sub.	247.859,69
Campo Maior	14.094,30
Sines	273.128,98
Valença do Minho	128.903,71

Tabela 5.15 - Custos de transporte por hora

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	6.997,58
Campo Maior	610,36
Sines	7.025,35
Valença do Minho	5.958,63

Tabela 5.16 - Fornecimento de GN por dia

Fornecimento de GN pelas UFGs por dia	
UFG	Quantidade de m3 de GN Fornecido
Armazenamento sub.	5.948.632,56
Campo Maior	338.263,20
Sines	6.555.095,52
Valença do Minho	3.093.689,04
Total	15.935.680,32

Tabela 5.17 - Custos de transporte por dia

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN por dia	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	167.941,94
Campo Maior	14.648,64
Sines	168.608,39
Valença do Minho	143.007,23
Total	494.206,20

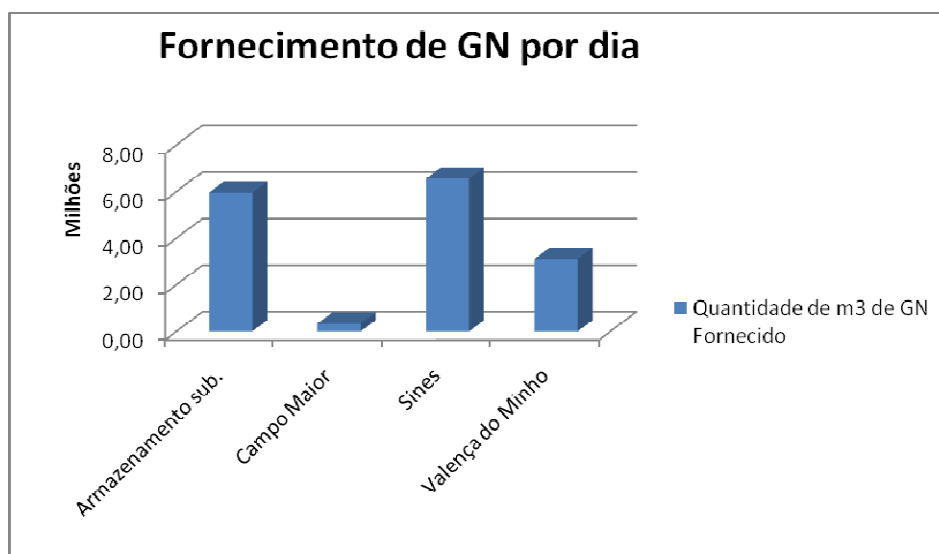


Figura 5.7 - Fornecimento de GN por dia

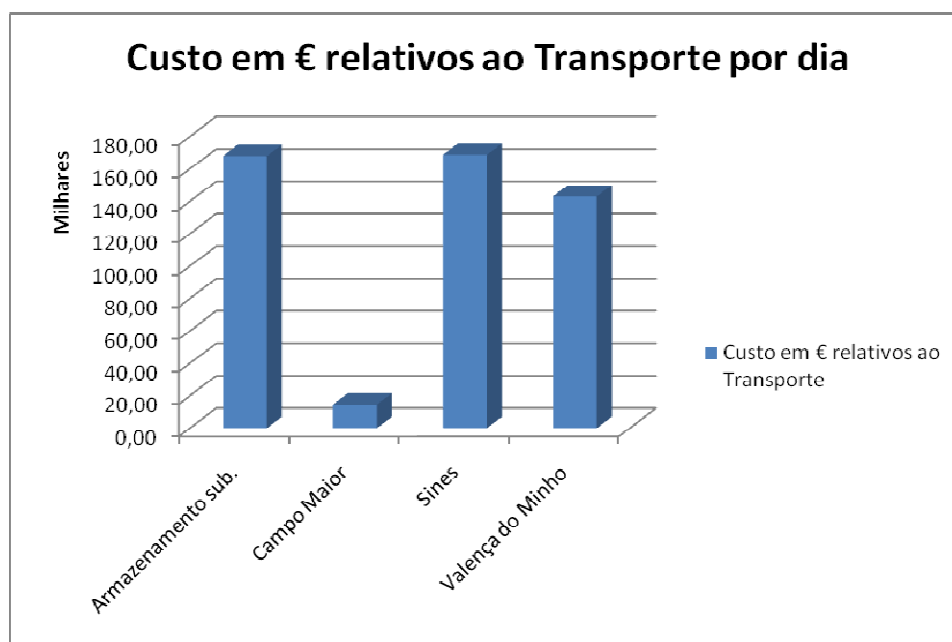


Figura 5.8 - Custos de transporte por dia

Neste ultimo cenário, assim como aconteceu no cenário anterior existiu uma diminuição da diferença de custos de transporte entre a unidade de Sines e a unidade de armazenamento subterrâneo, no entanto esta diminuição foi bastante significativa. Neste cenário a diferença dos custos de transporte verifica-se apenas de 27,77 €/h sendo de 666,48 €/dia, ou seja, existe quase um equilíbrio de custos relativos ao transporte entre as duas unidades. Continua a existir uma diferença apreciável entre o GN injetado na rede pela unidade de Sines e pela unidade de armazenamento subterrâneo, no entanto esta diferença é cerca de 47% inferior à verificada no cenário anterior. O motivo para esta diminuição dos custos entre as duas unidades é precisamente a mesma do cenário anterior, uma vez que existiu diminuição dos consumos em ambos os casos e como as cargas mais significativas se encontram perto da unidade de Sines faz com que o custo relativo ao transporte tenha um impacto menor comparativamente à unidade de armazenamento subterrâneo que injeta GN na rede para satisfazer cargas com grande peso que se encontram mais distanciadas destas, fazendo com que a diferença de custos de transporte seja neste caso pouco relevante entre as duas. Como se tem observado, ao longo das simulações, a UFG de Campo Maior apresenta um impacto relativamente pequeno no sistema gasista nacional, e uma vez que alimenta 3 distritos através de gasodutos físicos, os custos envolvidos nos encargos com o transporte são assim reduzidos. Será importante relembrar mais uma vez que estes dados obtidos estão sujeitos a algumas restrições e suposições anteriormente apresentadas para simplificar o caso de estudo e que pode fazer com que exista uma diferença apreciável entre os resultados experimentais e os resultados reais. Nomeadamente para realizar as simulações considera-se que todo o gás solicitado pelas cargas está disponível nas UFG, ou seja, estas apresentam uma capacidade ilimitada o que não se verifica na realidade. Por outro lado considera-se que não existem congestionamentos no transporte e que todas as condutas são capazes de fornecer por hora o GN que a carga solicita à rede, o que na realidade também não acontece e por esse motivo, UFG como a de Campo Maior que na simulação apresenta um impacto pouco significativo na rede, pode tornar-se mais significativo e apreciável em condições reais, no entanto o problema deste trabalho prende-se com os custos associados ao transporte e o seu impacto, como se está a simular uma

rede com poucas restrições os custos verificados no sistema real apresentam-se necessariamente superiores.

5.4 Impactos da variação dos custos fixos de transporte

5.4.1 Variável β igual a α

Uma vez que se está a estudar e analisar os custos relativos ao transporte de gás e os seus impactos em relação ao transporte físico e transporte virtual, torna-se importante fazer variar as variáveis dos custos quilométricos (α, β) e analisar os resultados obtidos.

Para se poder comparar o impacto que teriam os custos de transporte se α e β fossem iguais, será necessário utilizar um cenário anteriormente simulado e comparar com a situação atual em que as duas variáveis apresentam o mesmo valor. Será utilizado para comparação o terceiro cenário simulado, correspondente ao período de Inverno e dias semanais, uma vez que os consumos neste cenário são bastante elevados, variações no preço terão impactos bastante significativos. Como neste caso as variáveis α e β irão apresentar o mesmo valor (0,441 €/km/1000m³), irá ser apenas analisado os custos de transporte da simulação relativos às UFG de Sines e de Valença do Minho, uma vez que são estas duas unidades que alimentam através de gasoduto virtual, os 5 distritos que se vêm privados de gasodutos físicos.

Para se tornar mais fácil a comparação dos cenários antes e pós alteração do parâmetro β , será apresentada a tabela 5.18 correspondente aos custos antes da alteração de β e a tabela 5.19 corresponde aos custos após a alteração.

Tabela 5.18 - Custos transporte por dia cenário 3, sem alteração

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN por dia	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	198.721,80
Campo Maior	16.944,85
Sines	195.340,26
Valença do Minho	169.987,02
Total	580.993,93

Tabela 5.19 - Custos transporte por dia, com alteração

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN por dia	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	198.721,80
Campo Maior	16.944,85
Sines	184.524,39
Valença do Minho	164.707,24
Total	564.898,28

Neste caso torna-se de fácil análise os resultados, uma vez que se variou uma única variável e isso apenas terá consequências no custo de transporte relativas a duas unidades UFG.

Relativamente ao primeiro cenário o custo verificado em Sines foi de 195340,26 €/dia no entanto no cenário com β igual a α o custo de transporte teve um decréscimo de 10815,9 €/dia. No que diz respeito à unidade de Valença do Minho, no terceiro cenário sem alteração do parâmetro β o custo foi de 169987,02 €/dia, com a alteração do parâmetro o valor total do custo de transporte desceu para 164707,24 €/dia representando 5279,78 €/dia de diferença. Somando estes dois valores, apresenta-se uma redução de custo de 16095,7 €/dia, valor que não poderá ser desprezado e deverá ser tido em conta, nomeadamente para projetos de investimento na rede nacional de transporte de gás natural, como por exemplo para estudos de viabilidade de

instalação de infraestruturas de transporte de GN nos 5 distritos Portugueses em que neste momento a procura é satisfeita somente por gasoduto virtual, acarretando assim maiores custos para os consumidores. Claro que como já foi apresentado em capítulo anterior, mesmo pequenas extensões de rede de transporte de GN construídas acarretam custos na ordem dos milhões de euros, no entanto a poupança que se verifica é na ordem dos 16000 €/dia. Está a comparar-se investimentos de milhões com poupanças de milhares, no entanto se, se alargar o período de poupança para alguns anos, ou então para o tempo de vida útil das infraestruturas de transporte, o peso total da poupança terá um impacto muito significativo no investimento na rede nacional de transporte.

5.4.2 Descida da variável α

Com o desenvolvimento da tecnologia, descoberta de novos tipos de materiais assim como de novos equipamentos para se equipar a rede de transporte de gás, fazem com que o rendimento através de gasoduto físico tenha um melhor desempenho, aumentando assim a eficiência do mesmo e resultando necessariamente numa redução dos custos relativos a esta forma de transporte. Estas melhorias de eficiência vão acontecendo a médio e a longo prazo, o que faz com que exista uma tendência para a diminuição do custo físico de transporte de GN. Por outro lado o transporte em gasoduto virtual de GN não apresenta as mesmas expectativas comparativamente ao transporte por gasoduto físico. Uma vez que este tipo de transporte é efetuado através de camião cisterna, verificar-se uma melhoria neste tipo de transporte apresenta-se bastante difícil uma vez que o setor automóvel apresenta-se no seu mais elevado estado de maturidade, verificando-se agora mais difíceis melhorias na eficiência dos mesmos. Por outro lado, uma vez que este tipo de transporte utiliza combustíveis fósseis como sua fonte de alimentação e face à subida constante dos combustíveis assim como a grande incerteza que se vive no setor, faz com que o transporte através de gasoduto virtual tenha tendências a aumentar.

De forma a simular esta situação, considerou-se uma pequena redução de α de 0,441 €/km/1000m³ para 0,400 €/km/1000m³, para se analisar apenas o impacto que a alteração desta variável irá implicar, o valor de β manter-se-á igual a 0,529 €/km/1000m³. Será comparado a alteração destes valores com o cenário 3 correspondente ao período de Inverno e dias semanais.

Os resultados da simulação podem ser observados na tabela 5.20 e 5.21 e na figura 5.9 e 5.10.

Tabela 5.20 - Custos cenário 3

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN por dia	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	198.721,80
Campo Maior	16.944,85
Sines	195.340,26
Valença do Minho	169.987,02
Total	580.993,93

Tabela 5.21 - Custos com descida de α

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN por dia	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	180.246,53
Campo Maior	15.369,48
Sines	183.224,14
Valença do Minho	157.134,01
Total	535.974,15

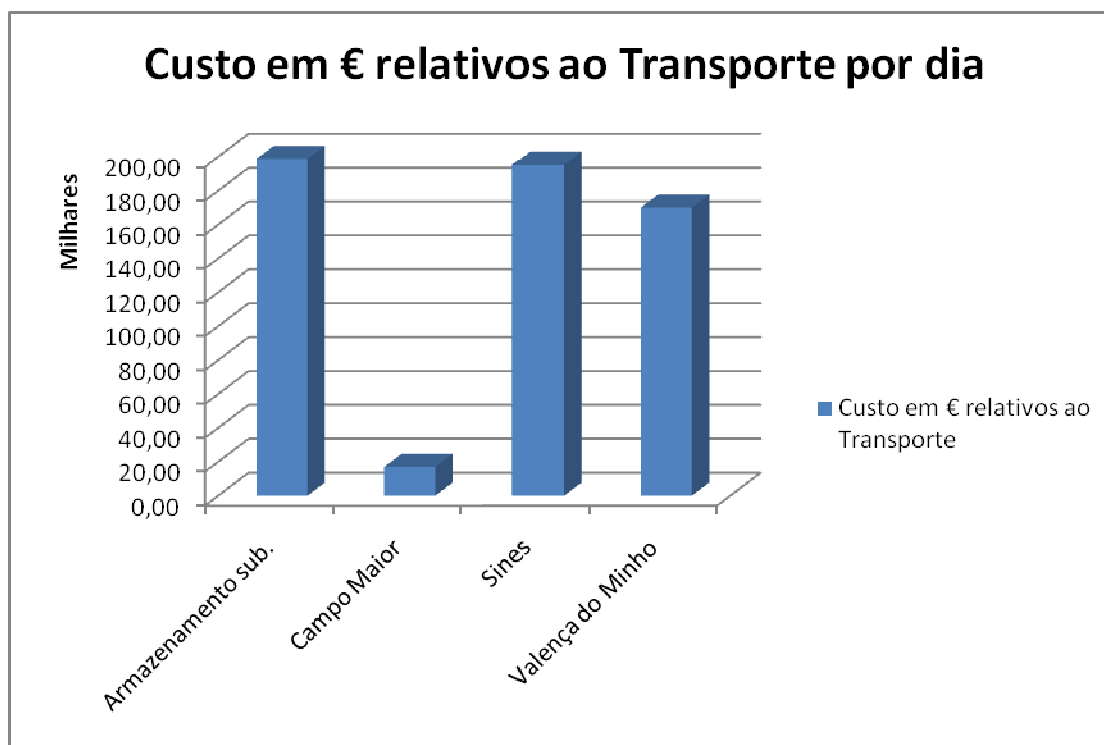
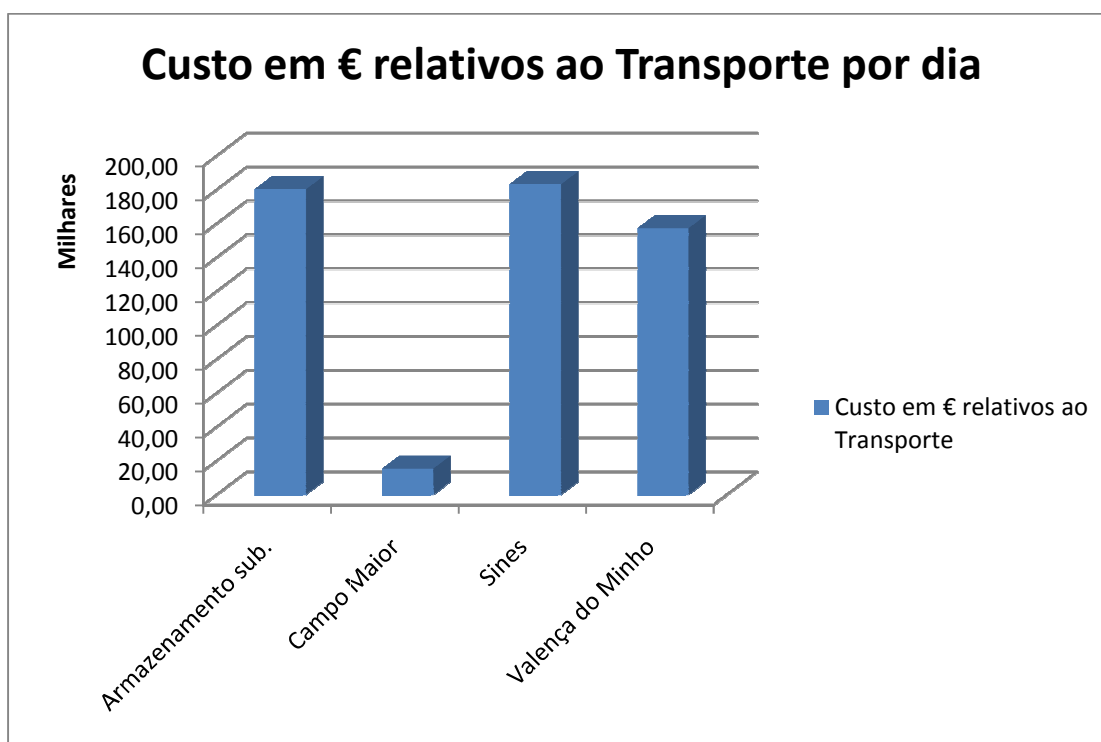


Figura 5.9 - Custo transporte cenário 3

Figura 5.10 - Custo transporte com descida de α

Como seria de esperar, uma vez que existiu uma diminuição do custo quilométrico de transporte físico de GN verificou-se uma descida total dos

custos de transporte. Resta referir que embora a diminuição do parâmetro α embora tenha correspondido apenas a 0,041 €/km/1000m³ os impactos verificados nos custos relativos ao transporte mostram-se bastante elevados. Nomeadamente na UFG de armazenamento subterrâneo existiu uma diminuição de 18475,3€, na UFG de Campo Maior a diminuição de custos foi de 1575,37€, no que diz respeito à UFG de Sines a diminuição foi de 12116,1€ e em Valença do Minho a diminuição foi de 12853€, o que corresponde a um total de 45019,8 €/dia.

Pequenas variações no preço correspondem a elevadas variações nos custos de transporte, por esse motivo é necessário garantir que o transporte de GN é sempre feito pelo menor trajeto possível e sempre da melhor forma, (por gasoduto físico sempre que existir) para resultar assim em menores encargos relativos ao transporte e assim diminuir o custo de aquisição de gás por parte dos clientes.

5.4.1 Subida da variável α e β

Para reforçar que pequenas variações nas variáveis α e β apresentam grandes impactos no custo total de transporte do sistema gasista, irá realizar-se a simulação do cenário 3 com uma subida das duas variáveis em simultâneo.

A variável α passará a ter um valor correspondente a 0,5 €/km/1000m³ e β apresentará a ter um valor correspondente a 0,6 €/km/1000m³. Como se pode verificar, a subida apresentada é muito pouco acentuada, mas uma vez que os custos são o produto de 3 variáveis, e os valores em jogo como são muito elevados irá fazer com que a subida de custos seja bastante expressiva.

Os resultados obtidos com a simulação podem ser observados nas tabelas 5.22 e 5.23 e nas figuras 5.11 e 5.12.

Tabela 5.22 - Custos transporte do cenário 3

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN por dia	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	198.721,80
Campo Maior	16.944,85
Sines	195.340,26
Valença do Minho	169.987,02
Total	580.993,93

Tabela 5.23 - Custo transporte com subida de α e β

Custos acumulados relativos ao Transporte de GN por dia	
UFG	Custo em € relativos ao Transporte
Armazenamento sub.	225.308,17
Campo Maior	19.211,84
Sines	221.502,09
Valença do Minho	192.742,66
Total	658.764,75

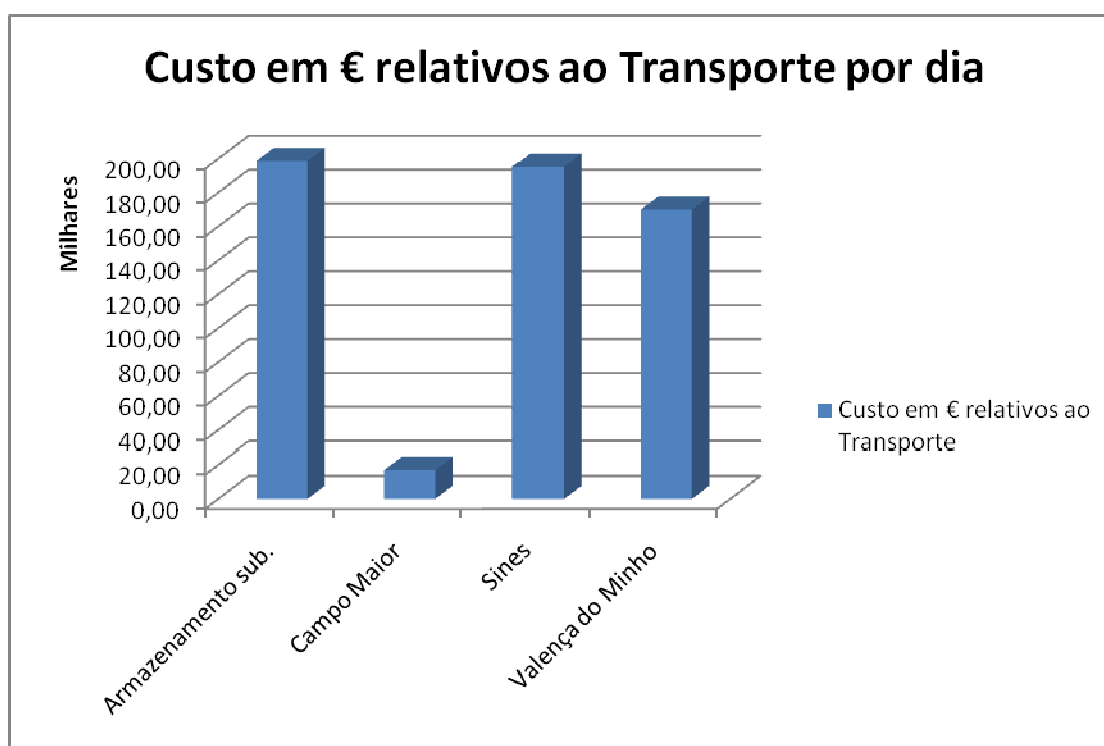


Figura 5.11- Custo transporte cenário 3

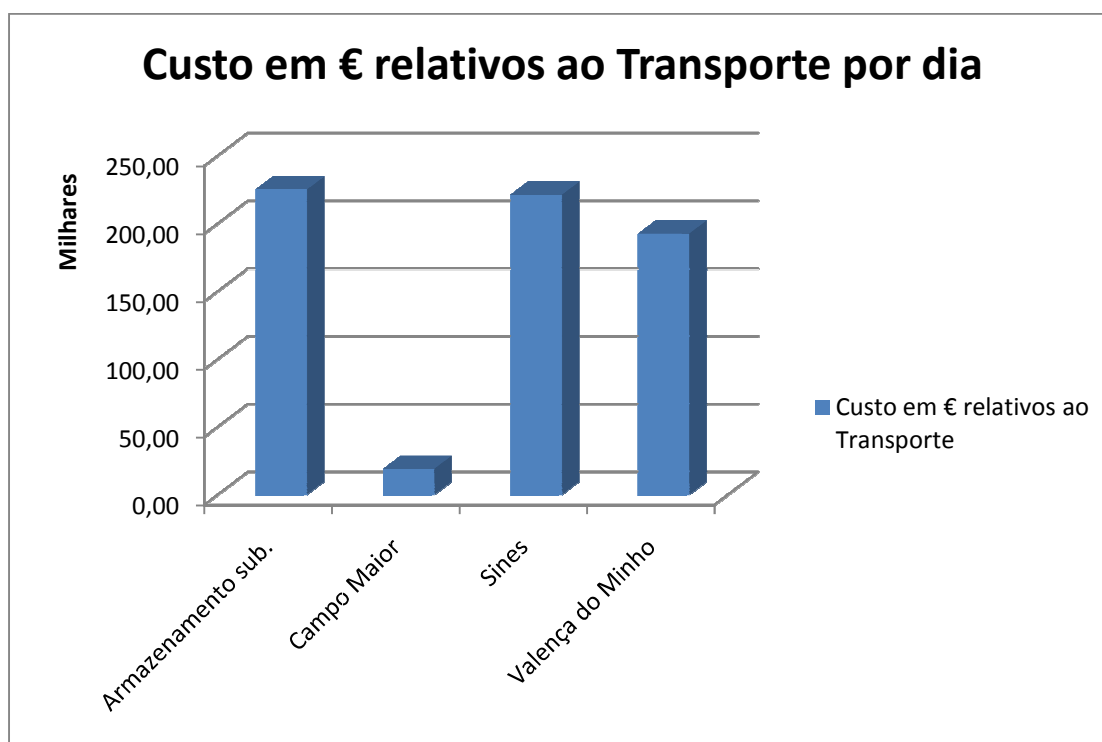


Figura 5.12 - Custo transporte com subida de α e β

Através de uma primeira análise realizada com base nos gráficos obtidos, pode-se comprovar que embora os custos de α e β terem sido ligeiramente incrementados, os resultados finais representativos dos custos apresentam um valor bastante expressivo. De acordo com os dados numéricos existiu face ao cenário 3 um incremento dos custos de transporte em 77 770,8 €/dia. As mais ligeiras variações no custo quilométrico de transporte fazem-se sentir fortemente no custo total de transporte de GN o que terá necessariamente encargos económicos para o consumidor. Minimizar os custos envolvidos no transporte é um problema bastante difícil, uma vez que estão envolvidas muitas restrições e variáveis no processo. Torna-se cada vez mais difícil melhorar a eficiência no transporte de GN, nomeadamente no que diz respeito ao transporte por gasoduto virtual e que está fortemente dependente das variações de preços dos combustíveis fósseis. Uma das formas de tornar o custo de transporte menos dispendioso para os consumidores passa por transportar o GN pelo menos trajeto possível, diminuindo assim as distâncias entre as UFG e as UAG e consequentemente diminuir os custos relativos ao

transporte. Munir todo o país de infraestruturas de transporte de gás natural em alta pressão, diminuiria os custos relativos ao transporte por gasoduto virtual, todavia os custos envolvidos no projeto e construção deste tipo de infraestruturas é muito dispendioso e o investimento podia não ser reavido da forma pretendida pelos investidores. Uma outra forma de diminuir as distâncias entre as UFG e as UAG seria a criação de novas UFG de forma a encurtar distâncias entre grandes centros de consumo, mas mais uma vez aqui estar-se-ia a falar em investimentos em grande escala. Fazer o despacho de GN é algo bastante complicado tendo em conta todas as restrições que a rede física possui, assim como a necessidade de garantir que todas as cargas são satisfeitas ao menos custo possível. Qualquer pequena alteração que se possa verificar ao nível do transporte terá enormes consequências ao nível do custo total de transporte como se pôde verificar. Estas pequenas variações devem ser tidas em conta em projetos de investimento e melhoria de sistema, de forma a tornar o sistema mais eficiente e com melhor qualidade para todos os utilizadores.

5.5 Considerações Finais

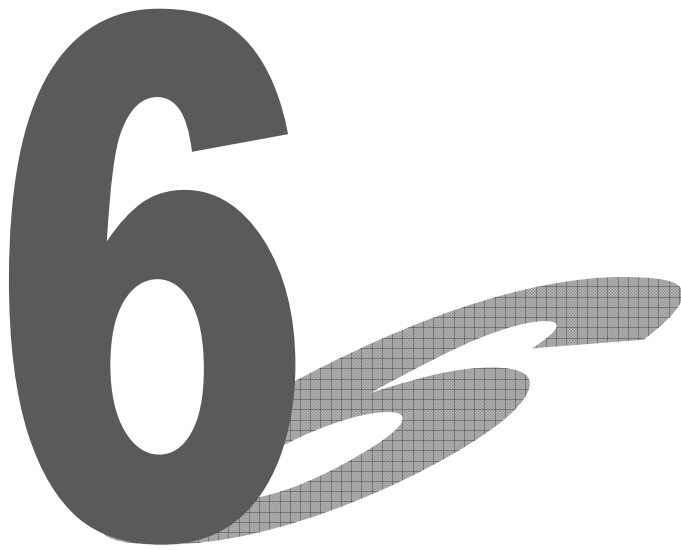
Neste capítulo foram simuladas e testados cenários com perfis de consumo totalmente diferentes de modo a poder analisar os diferentes impactos nos custos totais de transporte de gás natural, seja este efetuado através de gasoduto físico como de gasoduto virtual.

Numa primeira etapa de simulações foram considerados os 4 cenários que tinham sido criados e justificados no capítulo 3, de modo a analisar em que a variação dos custos com os diferentes perfis de consumo e analisar o impacto que o percurso e tipo de transporte tem no custo global de transporte de GN. Para a experimentação e simulação da modelização do despacho de GN, foi desenvolvida uma aplicação computacional, “Despacho_GN”. Esta aplicação elaborada em MatLab e com apoio de cálculo de uma folha *Excel*, permite simular e apresentar os resultados sobre a forma numérica e sob a forma gráfica num espaço de tempo de apenas alguns segundos. Os resultados

numéricos e gráficos fornecidos pela aplicação contribuíram para a quantificação da quantidade de gás injetado na rede por cada UFG assim como os impactos que cada unidade tem no sistema, nomeadamente com os custos relacionados com o transporte de GN injetado por cada UFG.

Como o estudo em causa prende-se com o despacho de gás natural e a determinação dos melhores percursos possíveis de modo a satisfazer as cargas ao menor custo de transporte possível, foi de todo o interesse realizar outro tipo de simulações, nomeadamente fazendo variar os valores das variáveis α e β , correspondentes ao custo quilométrico por m^3 em gasoduto físico e ao custo quilométrico por m^3 em gasoduto virtual respetivamente.

Uma vez que os custos relacionados com o transporte de GN são dados pelo produto de várias variáveis, pequenas variações verificadas ao nível das variáveis α e β apresentaram resultados bastante expressivos nos custos globais de transporte. Uma vez que os custos de transporte estão fortemente dependentes do tipo de transporte utilizado e da distancia do percurso escolhido, as simulações e análise dos resultados efetuados pode contribuir para alertar futuros estudos e projetos de investimento nomeadamente ao nível de novos troços da rede de transporte para alimentar os distritos que ainda não vêm o seu consumo satisfeito por este tipo de transporte como para a introdução de novas unidades de fornecimento de gás no território nacional, o que poderá ter bastante impacto na redução dos custos relacionados com o transporte de GN.



Conclusões

6. Conclusões

6.1 Análise Conclusiva

O gás natural passou de “sapo a príncipe” na matriz energética mundial numa questão de poucos anos. Os recentes desenvolvimentos do sector do gás natural revelam a tendência para uma procura crescente deste produto, nomeadamente a nível europeu e, particularmente ao nível Português. Para dar respostas às crescentes solicitações de carga haverá necessidade de fazer estudos para a instalação de novas infraestruturas de transporte de gás assim como prever vias alternativas de transporte deste combustível que garanta o abastecimento dos diversos pontos de consumo. A introdução do gás natural em Portugal que teria sido fortemente motivada pelas centrais térmicas de ciclo combinado, rapidamente foi expandida até chegar à indústria e mais recentemente aos consumidores domésticos por ser apresentar ser uma energia alternativa económica e limpa quando comparada com os combustíveis tradicionais fósseis, como o petróleo ou o carvão.

Assim como acontece num sistema energético similar, ou seja, o sistema elétrico fazer uma boa gestão do mesmo garante uma melhor qualidade de serviço, assim como a continuidade e segurança do mesmo. Fazer a gestão entre a procura e a oferta é essencial para garantir o bom funcionamento do sistema, daí ser fundamental elaborar um despacho económico de GN assim como acontece no sistema similar (elétrico) com a realização do despacho elétrico de energia.

Foi com esta motivação que se desenvolveu o presente trabalho. Com ele pretendeu-se elaborar um modelo e simulação através de uma aplicação informática do despacho económico de gás natural, tendo em conta com as diferentes formas de transporte, nomeadamente o transporte através de gasoduto físico, e um novo conceito designado por gasoduto virtual, efetuado através de camião cisterna apropriado para o efeito.

A abordagem a esta questão passou, em primeiro lugar, pela parametrização dos elementos essenciais caracterizadores de uma rede de gás natural, seguindo-se a caracterização do problema. Realizar um despacho de gás natural envolve a o estudo e processamento de uma grande quantidade de variáveis e restrições, na modelização e simulação do despacho em estudo existiu em consideração algumas variáveis e restrições todavia existiram outras variáveis e restrições que não foram consideradas de modo a simplificar os cálculos e a simulação. Uma vez que o preço final de GN apresentado ao consumidor é resultado de muitas tarifas e variáveis, existem algumas em que se torna difícil conseguir melhorar e diminuir valores, no entanto existem outras que uma boa gestão do sistema pode decrementar significativamente, nomeadamente o percurso e tipo de transporte. A realização do despacho de GN compreende a atribuição do melhor percurso para este transporte se efetuar, de realçar que quanto mais curto for o percurso menores serão os custos relacionados com o transporte. Para garantir que o percurso selecionado é o menor possível, existiu a necessidade de criar uma matriz de distâncias entre 18 nós de consumos, representativos dos 18 distritos Portugueses, de acordo com a localização das unidades de fornecimento de gás, foi calculado qual o menor percurso a efetuar pelo gás desde as unidades de fornecimento de gás natural até às unidades autónomas de gás natural, de forma a reduzir os custos relativos ao transporte. O transporte de gás natural não é realizado da mesma forma em todos os distritos portugueses, uma vez que nem todo o país vê o seu território munido de infraestruturas de transporte de gás natural, sendo então satisfeito os consumos nestas regiões através do conceito de gasoduto virtual. De facto, o transporte através de gasoduto virtual é uma solução para a satisfação das necessidades dos consumidores, no entanto este tipo de transporte é mais dispendioso quando comparado com o transporte através de gasoduto físico, tornando-se neste caso ainda mais crucial a determinação do melhor percurso de transporte para minimizar os encargos com o mesmo. A modelização do despacho de gás natural elaborada neste presente trabalho foi testada em 4 cenários de consumos distintos e posteriormente foram simulados um dos 4 cenários, fazendo alterações em algumas variáveis, sendo bastante expressivo que pequenas alterações nas

variáveis dos custos quilométricos de transporte apresentam grande expressão nos custos globais de transporte do sistema.

A aplicação informática Despacho_GN, desenvolvida no âmbito deste trabalho, apoiou a metodologia e o modelo para a realização de um despacho, constituindo assim uma importante ferramenta de cálculo que pretende apoiar a realização do despacho económico e dar informações tanto numéricas como gráficas ao seu utilizador.

6.2 Contribuições

O trabalho constitui uma abordagem importante a uma das atividades fundamentais do sistema gasista nacional, ou seja, a realização de um despacho económico. As contribuições mais importantes e significativas verificadas com a modelização e as simulações efetuadas neste presente documento, podem apresentar-se nos seguintes pontos:

- A rede nacional de transporte deve contemplar a inclusão de gasodutos virtuais para além dos gasodutos físicos existentes, de modo a flexibilizarem as soluções de transporte e ao mesmo tempo satisfazer quaisquer pontos de consumo, principalmente aqueles que não vêm os seus territórios munidos por infraestruturas físicas de transporte de gás natural. A abordagem realizada modeliza estes gasodutos virtuais como percursos similares aos gasodutos físicos de transporte em alta pressão, no entanto são diferenciadas as variáveis relativas ao custo quilométrico unitário de transporte.
- Pequenas alterações tanto ao nível das variáveis dos custos unitários de transporte, assim pequenas alterações de distâncias entre as UFG e as UAG, permitem obter consideráveis impactos económicos relativos ao custo total de transporte verificado no sistema gasista nacional. Permitindo a modelização efetuada neste documento quantificar os impactos resultantes das alterações dos valores das variáveis.

- Os impactos resultantes da variação das distâncias de transporte, do tipo de transporte efetuado assim como das variações dos custos quilométricos unitários de transporte, permitem apoiar o estudo e viabilidade económica de projetos de investimento em novos troços da rede nacional de transporte, assim como em novas unidades de fornecimento de gás. Uma vez que este tipo de infraestruturas apresentam custos muito dispendiosos, o estudo e a comparação entre as vantagens e desvantagens de instalação destas infra estruturas apresenta-se fundamental, tornando-se muito imprescindível considerar os impactos económicos inerentes ao transporte de gás natural.
- A aplicação computacional desenvolvida, “Despacho_GN”, integra os modelos desenvolvidos e permite de modo flexível, a parametrização de dados caracterizadores das cargas que se pretende estudar e analisar. O programa gera soluções para a quantidade de GN que deve ser injetado por cada UFG, assim como as menores distâncias possíveis a efetuar o transporte de modo a satisfazer toda a procura e simultaneamente minimizar os custos envolvidos com o transporte. A programação desenvolvida na aplicação, permite futuras alterações e inclusão de novas rotinas e procedimentos para melhorar a qualidade dos resultados obtidos.

6.3 Limitações e Perspetivas Futuras

Alguns aspetos não foram aprofundados no presente trabalho e poderão vir a sê-lo em trabalhos futuros, de modo a enriquecer a modelização do despacho de gás natural realizada. Enumeram-se seguidamente algumas das limitações da abordagem efetuada e apontam-se perspetivas futuras para introdução de melhorias no modelo e aplicação elaborados:

- A modelização das redes de gás não incorporou a restrição técnica relacionada com a capacidade física de transporte dos gasodutos. No trabalho não foi imposta qualquer restrição relativa à capacidade de

transporte do gás nos seus gasodutos, assumindo que as quantidades de gás definidas para transporte terão sempre a possibilidade em ser viabilizadas. No caso da rede de GN nacional esta questão não será neste momento muito relevante, uma vez que a rede nacional encontrasse a funcionar afastada do seu limite de congestionamento. No entanto em trabalhos futuros a contemplação desta restrição garantirá que a quantidade de GN a transportar em cada gasoduto não ultrapasse a sua capacidade máxima de transporte em segurança;

- Uma outra questão a ter em conta e que não foi contemplada no presente trabalho foram as perdas relativas ao transporte e que acarretam custos para o sistema gasista nacional e consequentemente para os consumidores. Em trabalhos futuros a contemplação de perdas na rede irá proporcionar dados mais aproximados e realistas do despacho efetuado.
- Um outro aspeto que não foi contemplado no trabalho foram as capacidades máximas que cada UFG consegue injetar na rede, assumiu-se que todo o gás natural que seja solicitado a uma UFG pode ser satisfeita por esta sem existir qualquer tipo de restrição para o fazer. Este é sem duvida um aspeto importante a ter em conta em trabalhos futuros, uma vez que existindo um limite máximo de injeção de gás na rede, fará com que o despacho seja necessariamente diferente do que o verificado num despacho sem este tipo de restrição.
- A abordagem dos custos relativos ao transporte necessita de informação real dos custos quilométricos unitários de transporte. Devido à indisponibilidade de mais informações relativas a este assunto, existiu a necessidade de estimar o custo quilométrico baseado em trabalhos realizados anteriormente, o que pode causar disparidades significativas com o custo real de transporte do sistema. Trabalhos futuros devem contemplar, embora que de difícil disponibilidade por parte da entidade transportadora, os custos quilométricos unitários reais, de modo a calcular de forma mais realista os impactos económicos verificados com variações nas distancias de transporte assim como variações nos custos unitários quilométricos de transporte.

Espera-se que este trabalho seja apenas o ponto de partida para motivar futuro estudo e desenvolvimento nesta área, relativa à modelização do despacho económico do gás natural e que tenha contribuído utilmente para aprofundar o conhecimento sobre o setor gasista nacional assim como para o desenvolvimento de ferramentas uteis para dar suporte à simulação de diferentes cenários de consumo e diferentes despachos daí resultantes.



Referências

Referencias

- AGN – Associação Portuguesa das Empresas de Gás Natural (2013), “Agentes do Setor”, Web site www.agnatural.pt
- ANEEL (2012) – Agencia Nacional de Energia Elétrica – “Gás Natural – Parte 3”
- Arentsen, M. J. and Kunneke, R.W. (2003), “National Reforms in European Gas, Elsevier Global Energy Policy and Economics Series”, ISBN: 0080436870, Oxford
- Biblioteca Virtual do Governo do Estado de São Paulo (2012), “Petróleo”, Web site www.bv.sp.gov.br
- Bndes (2012) – Banco nacional do desenvolvimento, “Desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás natural”
- BP (2012) – “BP Statistical Review of World Energy”
- Carvalho, Jorge & Canas, Marta (2011), “Custos de Rede de Gás”
- Clube Invest – Bolsa e Mercados (2013) – “A História do Petróleo”
- COM (2002) – Comissão das Comunidades Europeias, Relatório Final sobre o Livro Verde, “Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético”, Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu, Junho 2002.
- COM (2003b) – Comissão das Comunidades Europeias, “Proposta de Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às condições de Acesso às redes de transporte de gás”, apresentada pela Comissão, Dez. 2003

- Dgeg (2012), “Petróleo, Gás Natural e Carvão”, Web site www.dgeg.pt
- Dgeg (2013a) – “Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural no Carriço, Pombal”
- Dgeg (2013b) – “Mercado Interno de Energia”
- Dgeg (2013c) – “Terminal de Sines”
- Dgeg (2013d) – “Transporte de Gás Natural em Portugal”
- Dgeg (2013e) – “Uma Política Energética para a Europa”
- Diário da Republica, 1ª série – Nº68 – 6 de abril de 2011, “Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural”
- EDP gás distribuição (2013), “Área de Concessão”, Web site www.edpgasdistribuição.pt
- EnergyBusiness (2006), “Endesa/Gas Natural: electricity regulation mars Spanish dual fuel potencial”.
- ENTSOE (2012) – European network of transmission system operators for gas, “The European Natural Gas Network”
- ERSE (2003), “Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal”
- ERSE (2007), “Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal”
- ERSE (2008), “Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal”
- ERSE (2010), “Tarifas e Preços de Gás Natural Para o Ano Gás 2010 – 2011 e Parâmetros Para o Período de Regulação 2010 – 2013”
- ERSE (2011a), “Caracterização da Procura de Gás Natural no Ano Gás 2011 – 2012”
- ERSE (2011b), “Tarifas e Preços de Gás Natural Para o Ano Gás 2011-2012”
- ERSE (2012a) – “Análise Dos Investimentos Do Setor Do Gás Natural”

- ERSE (2012b) – “Caracterização da Procura de Gás Natural no Ano Gás 2012 – 2013”
- ERSE (2012c) – “Diretiva N° 6/2012”
- ERSE (2012d) – “Estrutura Tarifária No ano Gás 2012 – 2013”
- ERSE (2012e) – “Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN”
- ERSE (2012f), “O Terminal de GNL de Sines”
- ERSE (2012g) – “Tarifas e Preços de Gás Natural Para o Ano Gás 2012 – 2013”
- ERSE (2013a) – “Distribuição”, Web site www.ren.pt
- ERSE (2013b), “Gestão Técnica Global do SNGN”
- ERSE (2013c), “Rede nacional de transporte de gás natural, Diagrama geral de processo”
- ERSE (2013d), “Transporte”, Web site www.erse.pt
- ExxonMobil (2013), “The Outlook for Energy : A View to 2040”
- Galp Energia (2012a) – “Aprovisionamento”, Web site www.galpenergia.pt
- Galp Energia (2012b) – “O mercado em Portugal”, Web site www.galpenergia.pt
- Galp Energia (2013a) – “Armazenagem”, Web site www.galpenergia.pt
- Galp Energia (2013b) - “Comercialização”, Web site www.galpenergia.pt
- Galp Energia (2013c) – “Distribuição”, Web site www.galpenergia.pt
- Galp Energia (2013d) – “Extração e Processamento”, Website www.galpenergia.pt
- Garcia, José Eduardo de Lima, (1997), “A Completação no Mar”.

- EIA (2005) – Energy Information administration, “Annual Energy Outlook Evaluation 2005”, DOE/EIA – 0383, Janeiro 2005
- IEA (2006) – Energy Information Administration, “Annual Energy Outlook Evaluation 2005”, DOE/EIA – 0383, Janeiro 2005
- IEA (2009) – Energy Information Administration, “Annual Energy Outlook Evaluation 2008”, DOE/EIA – 0383, Janeiro 2009
- IEA (2010) – Energy Information Administration, “Annual Energy Outlook Evaluation 2009”, DOE/EIA – 0383, Janeiro 2010
- IEA (2011) – Energy Information Administration, “Annual Energy Outlook Evaluation 2011”, DOE/EIA – 0383, Setembro 2011
- IEFPP (2002) – “Gás Natural”
- Inega (2005) – Instituto Enerxético de Galicia, “Panorama do Gas Natural en España 2005”, Planificación Obrigatoria de Redes e Liberalización do Mercado.
- Manoel, Cácio Oliveira (2006) – “Aspectos Regulatórios e Modelos Contratuais Aplicáveis ao Mercado de Distribuição de Gás Natural a Granel (Gás Natural Comprimido – GNC e Gás Natural Liquefeito – GNL))
- Mello, Leopoldo A. Miguez de (2011), “A Origem do Petróleo – Petrobrás”.
- Mesquita, Luís (2005) – “Caracterização dos gases Combustíveis”.
- Michelin (2013), “Mapas e Itinerários”, Web site www.viamichelin.pt
- Nascimento, Maurício Andrade (2005) – “Gás Natural na Matriz Energética da Bahia: Utilização em Empreendimentos Residenciais”.

- Nogueira, Teresa A. (2004), “Modelos Emergentes de Mercados de Gás Natural”, Instituto Politécnico do Porto, Porto, Novembro, 2004
- Nogueira, Teresa A. (2007), “Localização de Unidade de Fornecimento de Gás Natural na Rede Primária de Gasodutos”, dissertação de doutoramento defendida em janeiro de 2008
- Publico (2012), “Custo Construção Gasoduto”, Web site www.publico.pt
- REN (2011), “Rede Nacional de Transporte, infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL”
- REN (2013), “Codificação Universal de Instalações – UAGs”
- REN (2013), “Distribuição”, Web site www.ren.pt
- REN (2013), “O setor do gás natural”, Web site www.ren.pt
- Simonsen – Faculdades e Colégios (2012), “ Métodos de Elevação Artificial de Petróleo”
- Sonorgás (2013) – “Rede de Distribuição de Gás Natural”, Web site www.sonorgas.pt
- Tessmer, Hélio (2012) – “Uma síntese histórica da evolução do consumo de energia pelo homem”.
- Teresa Nogueira, Rui Mendes, Zita Vale e José Cardoso, An Heuristic Approach for Optimal Location of Gas Supply Units in Transportation System, 22nd International Scientific Meeting of Gas Experts, vol.1, pp. 303-311, Opatija, Croacia, Maio 2007
- Teresa Nogueira e Zita Vale, Natural Gas System Operation: Lagrangean Optimization Techniques, IGRC 2008 – International Gas Union Research Conference, ID 147, Category: Transmission, Paris, France, Outubro 2008

- Teresa Nogueira, Application of Combinatorial Optimization in Natural Gas System Operations, Comunicação apresentada no VII ALIO/EURO Workshop on Applied Combinatorial Optimization, Proceedings Book pp. 157-158, Porto, Portugal, 4-6 Maio 2011
- Wikipédia (2013), “População por Distrito”, Web site www.wikipedia.pt